

Control Grid-Forming del Generador Asíncrono
Doblemente Alimentado Basado en la Orientación del
Flujo del Rotor

Jesús Castro Martínez

Tesis depositada en cumplimiento parcial de los requisitos para el
grado de Doctor en

Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática

Universidad Carlos III de Madrid

Director/a (es/as):

Dr. Santiago Arnaltes Gómez

Dr. José Luis Rodríguez Amenedo

Tutor/a:

Dr. José Luis Rodríguez Amenedo

[Mes de la defensa de tesis]

Esta tesis se distribuye bajo licencia “Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin
Obra Derivada**”.



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis directores de tesis, José Luis y Santiago, la oportunidad que me brindaron al ofrecerme la posibilidad de comenzar una tesis doctoral con ellos. Un camino que a lo largo del tiempo he sabido valorar y apreciar cada vez más. Además de todo el conocimiento, ayuda y dedicación que me han entregado durante estos cuatro años. También quiero agradecerles haberme escogido para la concesión de la beca de investigador predoctoral, sin la cual este camino hubiera sido más complicado; así como a la Universidad Carlos III de Madrid.

En segundo lugar, me gustaría agradecer a los compañeros que me han acompañado a lo largo de este camino, en especial a Marcial, Luis, Pedro y Francisco; pero también a muchos otros, de los que he tenido el placer de recibir su apoyo, conocimiento, compañía o amistad durante todos estos años.

Third, I would like to express my gratitude to Dr. Francisco González-Longatt, whose guidance during my research experience abroad pushed me to increase, not only my knowledge, but also my role as a researcher in multiple ways. I would also like to express my gratitude to all my mates in Exeter, specially to Gioacchino, whose company, friendship and support supposed a big push to my abroad experience.

Por último, aunque no por ello menos importante, me gustaría agradecer a mi familia, en especial a mis padres y hermanos, así como a mis amigos. Todos ellos, con su continuo y desinteresado amor, han contribuido a que esta travesía haya sido sinónimo de un tiempo de crecimiento, armonía y felicidad.

CONTENIDOS PUBLICADOS Y PRESENTADOS

Artículos de revista (3)

- Título: **Grid-forming control of doubly-fed induction generators based on the rotor flux orientation.**
- Autores: Jesús Castro Martínez, José Luis Rodríguez Amenedo, Santiago Arnaltes Gómez and Jaime Alonso-Martínez.
- Fecha de publicación: 2 de marzo del 2023.
- Revista: Renewable Energy.
- Editor: Elsevier.
- DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.133>
- *Este material se incluye en los capítulos 3, 4, 5 y 6 de esta tesis.*
- *El material de esta fuente incluido en la tesis no está señalado por medios tipográficos ni referencias.*

- Título: **Black-Start Capability of DFIG Wind Turbines Through a Grid-Forming Control Based on the Rotor Flux Orientation.**
- Autores: José Luis Rodríguez Amenedo, Santiago Arnaltes Gómez, Jesús Castro Martínez and Jaime Alonso-Martínez.
- Fecha de publicación: 15 de octubre de 2021.
- Revista: IEEE Access.
- Editor: IEEE.
- DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3120478>
- *Este material se incluye en los capítulos 4 y 6 de esta tesis.*
- *El material de esta fuente incluido en la tesis no está señalado por medios tipográficos ni referencias.*

- Título: **Contribution of Wind Farms to the Stability of Power Systems with High Penetration of Renewables.**
- Autores: Jesús Castro Martínez, Santiago Arnaltes, Jaime Alonso-Martínez and José Luis Rodríguez Amenedo.
- Fecha de publicación: 15th April 2021.
- Revista: Energies.
- Editor: MDPI.
- DOI: <https://doi.org/10.3390/en14082207>
- *Este material se incluye en los capítulos 1, 4, 5 y 6 de esta tesis.*
- *Todo material de esta fuente incluido en la tesis está señalado por medios tipográficos y una referencia explícita.*

OTROS MÉRITOS DE INVESTIGACIÓN

Artículos de conferencia internacional (3)

- Título: **Analysis of the Frequency Response of Wind Turbines with Virtual Inertia Control.**
- Autores: Jesús Castro Martínez, Santiago Arnaltes Gómez, José Luis Rodríguez Amenedo and Jaime Alonso-Martínez.
- Fecha de publicación: 6 de agosto de 2020.
- Conferencia: 2020 International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC).
- Editor: IEEE.
- DOI: <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160718>

- Título: **Stability Assessment in Power Systems with High Penetration of Converter-based Generation.**
- Autores: Jesús Castro Martínez, Santiago Arnaltes, José Luis Rodríguez Amenedo, Francisco Javier Renedo Anglada, Edgar Nuño Martínez, Macarena Martín Almenta, Sergio Martínez Villanueva.
- Fecha de publicación: No publicado aún.
- Conferencia: 2023 International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC).
- Presentado: 6 de junio de 2023.

- Título: **Cyber-physical Framework for System Frequency Response using Real-time simulation Phasor Measurement Unit based on ANSI C37.118.**
- Autores: Jesús Castro Martínez, Francisco González-Longatt, José Luis Rodríguez Amenedo, Gioacchino Tricarico.
- Fecha de publicación: No publicado aún.

- Conferencia: 2023 International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC).
- Fecha de presentación: 17 de julio de 2023.

Movilidad (1)

- Institución: **University of Exeter**.
- Localidad: Exeter (Reino Unido).
- Investigador responsable: Dr. Francisco M. Gonzalez-Longatt.
- Periodo: 12 de septiembre de 2022-12 de diciembre de 2022.

Becas (2)

- **Beca de doctorado:** “Personal Investigador Pre-doctoral en Formación”.
- Periodo: 2019-2023.
- Financiado por: Universidad Carlos III de Madrid.

- **Beca para movilidad en un centro de investigación extranjero:** “Ayudas para la Movilidad del Programa Propio de Investigación”.
- Periodo: 12 de septiembre de 2022-12 de diciembre de 2022.
- Financiado por: Universidad Carlos III de Madrid.

ABSTRACT

In recent years, growing environmental concerns have led to sustainability policies demanding the replacement of conventional generation technologies, based on fossil fuels, by renewable generation technologies. Many of these renewable generation technologies, such as wind or solar power, interact with the system through power electronics. In this context, grid-forming controls are a strategy to improve the integration of generation technologies based on power electronics into the system. The principle of operation of these controls is based on making the generator behave as a true voltage source behind an impedance. For this purpose, grid-forming controls must be able to impose the magnitude and phase of some variable that determines the electromotive force of the machine, independently.

This thesis is carried out within the framework of the control of the doubly-fed asynchronous generator. First, it is demonstrated that its electromotive force is closely related to the flow of the rotor. In this way, the control proposed in this thesis regulates the synchronous components of this variable, thus achieving its orientation to a synchronous reference system, generated internally through a synchronization loop, according to the deviation between the reference of the electromagnetic torque and its instantaneous value. This control allows the implementation of additional loops to improve grid support against disturbances, such as current limitation systems for low-voltage ride through operation, power oscillation damping systems or synchronization systems for black start process. A small-signal stability analysis is also carried out with two main objectives: to demonstrate the stability of the control and to tune the parameters of the oscillation damping systems. The thesis concludes with simulation results, performed in real time using the hardware-in-the-loop technique, for the main applications of the proposed control: load-following, low-voltage ride through operation, damping of power oscillations, transition to isolated system and black start. Demonstrating the operation of the generator as a true voltage source behind an impedance, as well as the grid support made by the proposed control.

RESUMEN

Durante los últimos años, la creciente preocupación por el medioambiente ha conducido a políticas de sostenibilidad protagonizadas principalmente por la sustitución de tecnologías de generación convencionales, basadas en combustibles fósiles, por tecnologías de generación renovables. Muchas de estas tecnologías de generación renovables, como la generación eólica o solar actuales, interaccionan con el sistema a través de electrónica de potencia. En este contexto, los controles *grid-forming* son una estrategia para mejorar la integración de las tecnologías de generación basadas en electrónica de potencia en el sistema. El principio de funcionamiento de estos controles se basa en hacer comportarse al generador como una fuente de tensión real detrás de una impedancia. Para este fin, el control *grid-forming* debe ser capaz de imponer el módulo y la fase de alguna variable que determine la fuerza electromotriz de la máquina, de forma independiente.

La presente tesis se realiza en el marco del control del generador asíncrono doblemente alimentado, demostrándose primero que su fuerza electromotriz está estrechamente relacionada con el flujo del rotor. De esta forma, el control propuesto en esta tesis se encarga de controlar las componentes síncronas de esta variable, logrando así su orientación a un sistema de referencia síncrono, generado internamente a través de un lazo de sincronización, en función del desvío entre el par electromagnético de referencia y el medido. Este control permite la implementación de lazos adicionales para mejorar el soporte de red ante perturbaciones, como sistemas de limitación de corrientes para la operación en hueco de tensión, sistemas de amortiguamiento de oscilaciones de potencia o sistemas de sincronización para procesos de arranque en negro. También se lleva a cabo un análisis de estabilidad de pequeña señal con dos objetivos principales: demostrar la estabilidad del control y sintonizar los parámetros de los sistemas de amortiguación de oscilaciones. La tesis concluye con unos resultados de simulación, realizados en tiempo real mediante la técnica *hardware-in-the-loop*, con las aplicaciones principales del control propuesto: seguimiento de carga, respuesta ante huecos de tensión, amortiguamiento de oscilaciones de potencia, transición a sistema aislado y arranque en negro. Demostrándose a través de éstas la operación del generador como fuente de tensión real tras una impedancia, así como el soporte de red realizado por el control propuesto.

TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTOS	V
CONTENIDOS PUBLICADOS Y PRESENTADOS.....	VII
OTROS MÉRITOS DE INVESTIGACIÓN.....	IX
ABSTRACT	XI
RESUMEN	XII
TABLA DE CONTENIDOS.....	XIV
LISTA DE FIGURAS.....	XVIII
LISTA DE TABLAS.....	XXVIII
ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS	XXXI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Contexto y motivación.....	1
1.2. Antecedentes	3
1.2.1. Control vectorial	3
1.2.2. Control directo de potencia y control directo de par	5
1.2.3. Control predictivo	7
1.3. Diferencias entre controles <i>grid-following</i> y controles <i>grid-forming</i>	8
1.4. Lazo de sincronización basado en un control proporcional.....	11
1.5. Lazo de sincronización basado en la máquina síncrona	13
1.6. Objetivos de la tesis doctoral	14
1.7. Estructura del documento de la tesis doctoral	15
CAPÍTULO 2. CÓDIGOS DE RED Y NORMATIVA EXISTENTE.....	18
2.1. Criterios de conexión a red en el sistema eléctrico español	18
2.1.1. Emulación de inercia	18
2.1.2. Regulación potencia-frecuencia.....	19
2.1.3. Regulación de potencia reactiva/tensión	21

2.1.4. Requisitos de robustez	25
2.1.5. Requisitos de restablecimiento	28
2.2. Requerimientos genéricos de ESO para la operación de generadores <i>grid-forming</i>	29
CAPÍTULO 3. MODELO DE GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO	35
3.1. Ecuaciones dinámicas del GADA en función del flujo del estátor y del rotor	35
3.1.1. Expresiones de par electromagnético, potencia activa y potencia reactiva en función del flujo del rotor	37
3.2. Circuito equivalente del GADA	41
3.3. Comportamiento del GADA ante perturbaciones en la red	44
CAPÍTULO 4. CONTROL <i>GRID-FORMING</i> DEL GADA POR ORIENTACIÓN DEL FLUJO DEL RÓTOR.....	54
4.1. Esquema general de regulación	54
4.2. Lazos de control del flujo del rotor.....	57
4.3. Controlador de potencia reactiva y de tensión.....	63
4.4. Limitador de corriente reactiva.....	70
4.5. Lazo de sincronización de par/potencia activa	72
4.6. Limitador de corriente activa.....	76
4.7. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia	77
4.8. Estrategias de resincronización.....	80
4.9. Control directo del flujo del rotor	83
4.9.1 Reguladores con histéresis.....	85
4.9.2 Determinación del patrón de disparo del convertidor.....	86
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL GADA CON CONTROL <i>GRID-FORMING</i> EN EL ESPACIO DE ESTADOS.....	90
5.1. Estabilidad del lazo de sincronización en un control <i>grid-forming</i>	90
5.2. Estabilidad del GADA con el sistema de control propuesto	93

5.3. Sintonización de los PODs mediante el análisis de pequeña señal del sistema.	100
5.3.1 Modelo del sistema con POD-P	102
5.3.2 Modelo del sistema con POD-Q	105
5.3.3 Análisis de estabilidad de pequeña señal de los PODs	107
CAPÍTULO 6. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DE SIMULACIÓN	113
6.1. Banco de ensayos. Plataforma de simulación en tiempo real	113
6.2. Redes eléctricas simuladas.....	115
6.3. Seguimiento de carga.....	118
6.4. Respuesta ante huecos de tensión	122
6.4.1. Respuesta ante huecos de tensión equilibrados. Control vectorial por orientación del flujo del rotor	123
6.4.2. Respuesta ante huecos de tensión desequilibrados. Control vectorial por orientación del flujo del rotor	127
6.4.3. Respuesta ante huecos de tensión equilibrados. Control directo por orientación del flujo del rotor	131
6.4.4. Respuesta ante huecos de tensión desequilibrados. Control directo por orientación del flujo del rotor	135
6.5. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia	139
6.5.1 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia tras cambio de carga	140
6.5.2 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia tras disparo de línea en interconexión	147
6.6. Operación en redes débiles. Transición a sistema aislado	153
6.7. Arranque en negro	159
6.7.1 Arranque en negro. Alimentación directa.....	160
6.7.2 Arranque en negro. Alimentación en rampa.....	165
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONS.....	172
7.1. Discussion and contributions	172
7.3. Future Works	175

Apéndice A: Modelo aerodinámico, estrategia MPPT y control de paso de pala del aerogenerador	177
Apéndice B. Parámetros del GADA.....	179
Apéndice C. Matrices del espacio de estados para los estudios de estabilidad del GADA	181
Apéndice D. Parámetros de los sistemas empleados en las simulaciones.....	186
Apéndice E. Esquema de control en entorno Simulink	189
REFERENCIAS	191

LISTA DE FIGURAS

Fig.1.1. Ejemplo de diagrama de control de un control vectorial implementado en el GADA.....	4
Fig.1.2. Ejemplo de diagrama de control de un DTC implementado en el GADA.....	5
Fig.1.3. Ejemplo de diagrama de control de un DPC implementado en el GADA.....	6
Fig.1.4. Ejemplo de diagrama de control de un control predictivo implementado en el GADA.....	8
Fig.1.5. Esquema eléctrico y de control de acuerdo con el comportamiento del generador en la red con a) un control <i>grid-following</i> y b) un control <i>grid-forming</i>	10
Fig.1.6. Ejemplo de lazo de sincronización basado en control proporcional.	12
Fig.1.7. Ejemplo de lazo de sincronización de máquina síncrona virtual.	14
Fig.2.1. Ilustración de los tiempos de respuesta determinados por [80].	21
Fig.2.2. Característica P-f según [80].	21
Fig.2.3. Diagramas de inyección rápida de corriente directa: a) incremento de corriente reactiva (directa) a inyectar y b) límites de corriente reactiva (directa); ambos en función del desvío de tensión de secuencia directa [80].	22
Fig.2.4. Ilustración de los tiempos de respuesta para la inyección rápida de corriente, definidos por [80].	23
Fig.2.5. Diagrama de inyección de potencia reactiva a capacidad máxima en función del nivel de tensión [80].	24
Fig.2.6. Diagrama de relación P/Q para funcionamiento por debajo de la potencia activa máxima [80].....	24
Fig.2.7. Perfil de tensión a soportar para huecos equilibrados [80].	26
Fig.2.8. Perfil de tensión a soportar para operación en sobretensión [80].	28
Fig.2.9. Predicciones sobre la evolución de la disponibilidad de inercia hasta el año 2040 bajo diferentes escenarios para cuatro áreas síncronas europeas [84].....	30
Fig.3.1. Circuito eléctrico equivalente del GADA empleando <i>es</i> como fuente de tensión interna.	42

Fig.3.2. Diagrama vectorial del GADA en régimen permanente.	42
Fig.3.3. Ejemplos de los vectores de fase de cada secuencia en un sistema trifásico desequilibrado.....	45
Fig.3.4. Diagrama vectorial en un sistema de referencia estático de los fasores de campo de cada secuencia componiendo el fasor del campo de un sistema desequilibrado.	45
Fig.3.5. Diagrama vectorial con la posición de los vectores síncronos de cada componente del flujo magnético del estátor en $t_0 +$, tras la aparición de un hueco desequilibrado en t_0	48
Fig.3.6. Esquema eléctrico de un aerogenerador tipo 3 con <i>crowbar</i>	50
Fig.3.7. Evolución del flujo del estátor del GADA ante un hueco trifásico equilibrado con y sin <i>crowbar</i>	51
Fig.3.8. Evolución del flujo del estátor del GADA ante un hueco monofásico.	51
Fig.4.1. Esquema general del sistema de control propuesto aplicado al GADA.....	55
Fig.4.2. Lazos de control principales del control del RSC.	58
Fig.4.3. Diagrama vectorial con los vectores de flujo de estátor y rotor referidos a un sistema de referencia síncrono (dq).	59
Fig.4.4. Diagrama de bloques del lazo de control principal.	60
Fig.4.5. Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado del controlador del flujo del rotor para diferentes valores de K_p , expresados en p.u.	62
Fig.4.6. Respuesta de la componente d del flujo del rotor ante un cambio de referencia en forma de escalón, en el modelo mostrado en Fig.4.4.	63
Fig.4.7. Lazos externos de control de tensión (arriba) o de potencia reactiva (abajo)...	64
Fig.4.8. Diagrama de bloques del lazo de control de $\lambda r d$, con lazo externo de control de Q_s	64
Fig.4.9. Diagrama de bloques del lazo de control de $\lambda r d$, con lazo externo de control de v_s	64
Fig.4.10. Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado con lazo externo de control de reactiva para diferentes valores de K_p , expresados en p.u.	67

Fig.4.11. Respuesta de la potencia reactiva del estátor ante un cambio de referencia en forma de escalón, en el modelo mostrado en Fig.4.8.	67
Fig.4.12. Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado con lazo externo de control de tensión para diferentes valores de Kp , expresados en p.u.	69
Fig.4.13. Respuesta de la tensión del estátor ante un cambio de referencia en forma de escalón, en el modelo mostrado en Fig.4.9.....	69
Fig.4.14. Diagrama de control del lazo de limitación de corriente reactiva.....	72
Fig.4.15. Comparación de la respuesta de un GADA con el control propuesto ante un salto de fase de 40° para lazo de sincronización APS y VSM con diferentes valores de inercia virtual.....	73
Fig.4.16. Lazo de sincronización basado en control proporcional empleado en el control propuesto.	74
Fig.4.17. Respuesta del lazo de sincronización APS ante un escalón en la potencia activa de referencia.....	75
Fig.4.18. Diagrama de de control del lazo de limitación de corriente activa.....	77
Fig.4.19. Lazos de control de las componentes síncronas del flujo del rotor con POD-Q.	78
Fig.4.20. Lazo de sincronización APS con POD-P.....	79
Fig.4.21. Esquema de regulación secundaria para la sincronización del GADA, el subíndice k representa cada máquina.	81
Fig.4.22. Característica flujo del rotor-tensión para un control de tensión basado en control proporcional.	82
Fig.4.23. Característica par-frecuencia para un lazo de sincronización basado en control proporcional.....	83
Fig.4.24. Lazos de control de las componentes síncronas del flujo del rotor para la topología de control directo.....	84
Fig.4.25. Esquema lógico de los reguladores con histéresis de los lazos de control de λ_{rd} (izda) y λ_{rq} (dcha).....	86
Fig.4.26. Diagrama vectorial de doce sectores del control directo con un ejemplo de trayectoria del flujo del rotor y esquema eléctrico del RSC, con señales de disparo.....	87

Fig.5.1. Diagrama de bloques del sistema simplificado empleado para el análisis de estabilidad del lazo de sincronización VSM, (variables en p.u.).....	90
Fig.5.2. Evolución de los polos del sistema cuando se modifica la constante de inercia virtual de los generadores con VSM de 2 s hasta 20 s, con saltos de 0.5 s, para distintos valores de constante de inercia física total en el sistema.....	92
Fig.5.3. Evolución de los polos del sistema con lazo de sincronización APS en la generación electrónica, para distintos valores de constante de inercia física total en el sistema.	92
Fig.5.4. Localización de los valores propios del GADA con un control <i>grid-forming</i> orientado al flujo del rotor.	97
Fig.5.5. Localización de los valores propios del GADA sin control.....	98
Fig.5.6. Localización de los valores propios del GADA con un control vectorial clásico.	99
Fig.5.7. Modelo equivalente del sistema para cálculo de parámetros de los PODs.	101
Fig.5.8. Diagrama de bloques del POD-P en el modelo de red propuesto para estudios de estabilidad.	103
Fig.5.9. Diagrama de bloques POD-Q en el modelo de red propuesto para estudios de estabilidad.....	106
Fig.5.10. Lugar geométrico de los valores propios del modelo empleado para el estudio de los PODs, para los casos contemplados.....	109
Fig.5.11. Lugar geométrico de los valores propios del modelo empleado para el análisis de estabilidad implementando un POD-P, bajo variación de parámetros: KP (de 0 a 10 p.u.) y T_w (0.1, 0.5 y 1 s).	110
Fig.5.12. Lugar geométrico de los valores propios del modelo empleado para el análisis de estabilidad implementando un POD-Q, bajo variación de parámetros: KQ (de 0 a 10 p.u.) y T_w (0.1, 0.5 y 1 s).	111
Fig.6.1. Montaje del banco de ensayos empleado para las simulaciones HIL, formado por el simulador en tiempo real (RTDS, izda) y la tarjeta controladora (dSpace, dcha).	114
Fig.6.2. Esquema de la plataforma de simulación en tiempo real.	115

Fig.6.3. Diagrama unifilar del modelo de red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular empleada para las simulaciones.	116
Fig.6.4. Diagrama unifilar de la red de dos áreas de [63] empleada para simulaciones.	117
Fig.6.5. Diagrama unifilar de la red empleada para el ensayo de arranque en negro...	118
Fig.6.6. Evoluciones de las potencias activa y reactiva del estátor del GADA ante un cambio de carga, para distintas estrategias de control.....	119
Fig.6.7. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono ante un cambio de carga, para distintas estrategias de control.	120
Fig.6.8. Evolución del RoCoF, medido en el POC con una ventana móvil de 500 ms, ante un cambio de carga, para distintas estrategias de control.	120
Fig.6.9. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un cambio de carga.	121
Fig.6.10. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.	124
Fig.6.11. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión equilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando versión vectorial del control propuesto.	124
Fig.6.12. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.....	125
Fig.6.13. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.....	125
Fig.6.14. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.	126
Fig.6.15. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.	128

Fig.6.16. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión desequilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando versión vectorial del control propuesto.	128
Fig.6.17. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto. ..	129
Fig.6.18. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.	129
Fig.6.19. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.	130
Fig.6.20. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.....	132
Fig.6.21. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión equilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	132
Fig.6.22. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	133
Fig.6.23. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	133
Fig.6.24. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.....	134
Fig.6.25. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	136
Fig.6.26. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión desequilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	136

Fig.6.27. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.....	137
Fig.6.28. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	137
Fig.6.29. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.	138
Fig.6.30. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 1 ante un cambio de carga.	140
Fig.6.31. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 3 ante un cambio de carga.	141
Fig.6.32. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 4 ante un cambio de carga.	141
Fig.6.33. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 1 ante un cambio de carga.	142
Fig.6.34. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 3 ante un cambio de carga.	142
Fig.6.35. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 4 ante un cambio de carga.	143
Fig.6.36. Evolución de las potencias activa y reactiva de una línea de la interconexión ante un cambio de carga.	143
Fig.6.37. Evolución de las potencias activa y reactiva del modelo agregado de parque eólico ante un cambio de carga.....	144
Fig.6.38. Evolución del par electromagnético de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un cambio de carga.....	144
Fig.6.39. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un cambio de carga.	145
Fig.6.40. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 1 ante un disparo en una línea de la interconexión.	147

Fig.6.41. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 3 ante un disparo en una línea de la interconexión.	148
Fig.6.42. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 4 ante un disparo en una línea de la interconexión.	148
Fig.6.43. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 1 ante un disparo en una línea de la interconexión.	149
Fig.6.44. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 3 ante un disparo en una línea de la interconexión.	149
Fig.6.45. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 4 ante un disparo en una línea de la interconexión.	150
Fig.6.46. Evolución de las potencias activa y reactiva de una línea de la interconexión ante un disparo en la otra línea de la interconexión.	150
Fig.6.47. Evolución de las potencias activa y reactiva del modelo agregado de parque eólico ante un disparo en una línea de la interconexión.	151
Fig.6.48. Evolución del par electromagnético de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un disparo en una línea de la interconexión.	151
Fig.6.49. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un disparo en una línea de la interconexión. .	152
Fig.6.50. Evolución de las tensiones de fase del estator del GADA en una transición a sistema aislado.	154
Fig.6.51. Evolución de las potencias activa y reactiva del GADA en una transición a sistema aislado.	154
Fig.6.52. Evolución de las corrientes de cada fase del estator del GADA en una transición a sistema aislado.	155
Fig.6.53. Evolución de las corrientes cada fase del rotor del GADA en una transición a sistema aislado.	155
Fig.6.54. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA en una transición a sistema aislado.	156
Fig.6.55. Evolución de la frecuencia interna del lazo de sincronización del GADA en una transición a sistema aislado.	156

Fig.6.56. Par electromagnético del GADA y par mecánico de la turbina eólica en una transición a sistema aislado.	157
Fig.6.57. Velocidad mecánica de giro y ángulo de pitch de la turbina eólica en una transición a sistema aislado.	157
Fig.6.58. Evolución de los módulos de la tensión del estátor de cada GADA y del punto de conexión durante un arranque en negro con arranque directo.	161
Fig.6.59. Evolución de la frecuencia en el punto de conexión durante un arranque en negro con arranque directo.	161
Fig.6.60. Evolución de la potencia activa de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque directo.	162
Fig.6.61. Evolución de la potencia reactiva de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque directo.	162
Fig.6.62. Evolución de las variables mecánicas de la turbina eólica 1 durante un arranque en negro con arranque directo.	163
Fig.6.63. Evolución de las variables mecánicas del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque directo.	163
Fig.6.64. Evolución los módulos de la tensión del estátor de cada GADA y del punto de conexión durante un arranque en negro con arranque en rampa	166
Fig.6.65. Evolución de la frecuencia en el punto de conexión durante un arranque en negro con arranque en rampa.....	166
Fig.6.66. Evolución de la potencia activa de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque en rampa.....	167
Fig.6.67. Evolución potencia reactiva de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque en rampa.....	167
Fig.6.68. Evolución de las variables mecánicas de la turbina eólica 1 durante un arranque en negro con arranque en rampa.....	168
Fig.6.69. Evolución de las variables mecánicas del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque en rampa.....	168
Fig.7.1. Modelo aerodinámico de la turbina eólica.	177
Fig.7.2. Esquema MPPT de la turbina eólica.	177

Fig.7.3. Diagrama del modelo mecánico de la turbina eólica.	178
Fig.7.4. Esquema de control del actuador del ángulo de <i>pitch</i>	178
Fig.7.5. Esquema del control propuesto para la GADA, implementado en entorno Simulink para las simulaciones en tiempo real.	189

LISTA DE TABLAS

TABLA I. INTERVALOS DE FRECUENCIA DEFINIDOS POR EL GESTOR DE RED ESPAÑOL JUNTO CON SUS TIEMPOS MÍNIMOS DE FUNCIONAMIENTO.	19
TABLA II. PARÁMETROS DE LOS MODOS DE REGULACIÓN P-F.....	20
TABLA III. RANGOS DE TENSIÓN DEFINIDOS POR EL GESTOR DE RED ESPAÑOL JUNTO CON SUS TIEMPOS MÍNIMOS DE FUNCIONAMIENTO.	21
TABLA IV. TIEMPOS DE RESPUESTA MÁXIMOS PARA LA RECUPERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA TRAS UNA FALTA.	27
TABLA V. LÓGICA DE CONMUTACIÓN PARA EL CONTROL DIRECTO IMPLEMENTADO.	88
TABLA VI. PARÁMETROS DEL SISTEMA EQUIVALENTE PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL LAZO DE SINCRONIZACIÓN.....	91
TABLA VII. DATOS DE LOS VALORES PROPIOS DE UN MODELO DEL GADA CON CONTROL <i>GRID-FORMING</i> ORIENTADO AL FLUJO DEL RÓTOR.....	97
TABLA VIII. DATOS DE LOS VALORES PROPIOS DE UN MODELO DEL GADA SIN CONTROL.....	98
TABLA IX. DATOS DE LOS VALORES PROPIOS DE UN MODELO DEL GADA CON CONTROL VECTORIAL CLÁSICO.	99
TABLA X. PARÁMETROS DE LOS VALORES PROPIOS MONITORIZADOS DEL SISTEMA DE ESTUDIO DE POD CON FACTORES DE PARTICIPACIÓN, PARA LOS CASOS ANALIZADOS.	108
TABLA XI. PARÁMETROS DEL ACTUADOR DEL ÁNGULO DE <i>PITCH</i>	178
TABLA XII. PARÁMETROS DEL GADA (IMPEDANCIAS REFERIDAS AL ESTÁTOR).....	179
TABLA XIII. PARÁMETROS PREDETERMINADOS DEL CONTROL PROPUESTO PARA EL GADA.	179
TABLA XIV. PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE PEQUEÑA SEÑAL DE POD (IMPEDANCIAS REFERIDAS AL ESTÁTOR).....	184
TABLA XV. VALORES DE LAS VARIABLES DE ESTADO Y VARIABLES ALGEBRAICAS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN PARA EL ESTUDIO DE PEQUEÑA SEÑAL DE POD.	184

TABLA XVI. PARÁMETROS DE LA RED ELÉCTRICA EQUIVALENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR.	186
TABLA XVII. PARÁMETROS DEL SISTEMA DE DOS ÁREAS.	187
TABLA XVIII. PARÁMETROS DEL SISTEMA SIMPLIFICADO PARA ESTUDIOS DE ARRANQUE EN NEGRO.....	188

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AC: Alternating Current.

ACL: Active Current Limitation.

APS: Active Power Synchronization.

CA: Corriente alterna.

CC: Corriente continua.

DC: Direct Current.

DFIG: Doubly-Fed Induction Generator.

DPC: Direct Power Control.

DTC: Direct Torque control.

EMT: Electromagnetic Transient.

f.e.m.: fuerza electromotriz.

FFR: Fast Frequency Response.

GADA: Generador Asíncrono Doblemente Alimentado.

GS: Generador Síncrono.

GSC: Grid Side Converter.

HIL: Hardware-In-the-Loop.

HVDC: High Voltage Direct Current.

LFO: Low Frequency Oscillations.

LVRT: Low-Voltage Ride Through.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

MRPF: Modo Regulación Potencia-Frecuencia.

MRPFL-O: Modo Regulación Potencia-Frecuencia Limitado Sobrefrecuencia.

MRPFL-U: Modo Regulación Potencia-Frecuencia Limitado Subfrecuencia.

PI: Proportional-integral.

PLL: Phase Locked Loop.

POC: Point of Connection.

POD: Power Oscillation Damping.

POD-P: Power Oscillation Damping basado en potencia activa, P.

POD-Q: Power Oscillation Damping basado en potencia reactiva, Q.

PSS: Power System Stabilizer.

PWM: Pulse Width Modulation.

RCL: Reactive Current Limitation.

RFOC: Rotor Flux-Oriented Control.

RoCoF: Rate of Change of Frequency.

RSC: Rotor Side Converter.

RTDS: Real Time Digital Simulator.

TSL: Torque Synchronization Loop.

VSC: Voltage Source Converter.

VSM: Virtual Synchronous Machine.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo contiene la parte introductoria del presente documento. Comienza con el contexto tecnológico del trabajo presentado en esta tesis, así como los motivos que han conducido a la realización de este estudio. En este primer apartado se habla del panorama actual de los sistemas de potencia y del papel que ocupan las tecnologías de generación renovables basadas en electrónica de potencia dentro de los mismos, en especial de cómo las distintas técnicas de control pueden ayudar a su integración. Después, se realiza un repaso de las técnicas de control convencionales para estos sistemas, deteniéndose posteriormente para caracterizar en mayor detalle dos grupos de estrategias de control principales: *grid-following* y *grid-forming*. Por último, se indicarán los objetivos principales de esta tesis.

1.1. Contexto y motivación

La preocupación surgida por las evidencias del cambio climático han llevado a la aparición de políticas medioambientales que, a su vez, están motivando un cambio en la estructura de generación de los sistemas eléctricos hacia sistemas de generación renovables [1]. El *green deal* surge como una de las más destacables, con el principal objetivo de reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero para 2050, lo cual pasa por reemplazar las centrales térmicas basadas en combustibles fósiles por plantas de generación renovable [2]. En los sistemas eléctricos más avanzados, esta transición ha ido sucediendo durante las últimas décadas debido a la progresiva instalación de parques eólicos y centrales solares, principalmente. En algunos de estos países, estas tecnologías alcanzan cuotas de producción cercanas al 40 %, como es el caso de España o Alemania [3], [4]. Además, en algunos sistemas eléctricos se han dado escenarios de participación instantánea solar y eólica superior al 70 % de la generación total [5]–[7]. Estos escenarios se prevén más frecuentes a medida que aumente la penetración de tecnologías renovables en el mix de generación eléctrica, pudiéndose alcanzar escenarios con una generación instantánea cercana al 100 % en un futuro, o incluso más a corto plazo en ciertas áreas del sistema. Por tanto, es de vital importancia que este tipo de generación sea capaz de operar desconectada de la red, así como que los operadores de los sistemas de transmisión se adapten a la operación de estos sistemas.

A diferencia de los sistemas de generación convencionales, basados en máquinas síncronas, algunas de las tecnologías de generación renovables utilizan la electrónica de

potencia para maximizar y convertir la energía extraída del recurso renovable; este es el caso de la generación eólica de velocidad variable o de la generación solar fotovoltaica. Sin embargo, estas nuevas tecnologías de generación basadas en electrónica de potencia poseen características notablemente diferentes a la generación convencional, con dinámicas mucho más rápidas, en especial para el control de la potencia activa, pero también limitaciones asociadas al *hardware* utilizado [8].

De entre los generadores eólicos, los aerogeneradores basados en generador asíncrono doblemente alimentado (GADA) son los más instalados en la actualidad [9]. Un GADA es una máquina de inducción de rotor bobinado en la que los terminales del rotor son accesibles, a diferencia de la máquina asíncrona de jaula de ardilla; se alimentan por un convertidor *back-to-back* que impone la tensión deseada en cada fase del rotor, lo cual permite controlar la máquina. Por otra parte, los terminales del estator están directamente conectados al estator. Esto confiere al GADA una diferencia sustancial con respecto a la tecnología *full-converter*, la cual consiste en un generador síncrono conectado a la red también a través de un convertidor *back-to-back*, pero conectado al estator [10]. Esta diferencia radica en que el empleo de electrónica de potencia como interfaz entre generador y red provoca un desacople entre ambos, evitando que los generadores respondan de forma natural a los eventos de la red como hace la generación síncrona convencional, y teniéndose que valer de técnicas de control para cumplir con los criterios de conexión a red recogidos en los códigos de red correspondientes [11].

Debido a que la inserción de tecnologías de generación basadas en electrónica de potencia en el mix de generación provoca un desplazamiento de la generación convencional, este tipo de generación debe comenzar a asumir aquellos servicios tradicionalmente realizados o proporcionados por la generación síncrona. Además, los sistemas eléctricos actuales se han diseñado de acuerdo con las características de las centrales convencionales. Al reemplazarse las máquinas eléctricas rotativas por generación basada en electrónica de potencia, ciertos elementos del sistema dejan de estar disponibles, como la inercia física almacenada en las masas giratorias de los generadores síncronos, que ayuda a limitar la velocidad con la que suceden los desvíos de frecuencia [12], [13] o, por otro lado, las corrientes de cortocircuito entregadas de forma natural por un generador síncrono (GS) y que ayudan a detectar la falta [14]. Esto puede incrementar los problemas de estabilidad si los nuevos activos se comportan de forma pasiva en lo que respecta al soporte de red, dado que los eventos en la red serán más severos y duraderos. Es por esto que surge la

necesidad de controlar estos nuevos activos intentando imitar las características de la generación síncrona.

Si bien el contenido técnico de los códigos de red está siendo paulatinamente modificado para adaptarse al nuevo paradigma hacia el que están evolucionando los sistemas de potencia actuales, muchos de los requisitos son comunes a todos los generadores, con independencia de su tecnología. Así, la generación basada en electrónica de potencia debe emplear tanto técnicas de control avanzadas como, en algunos casos, equipos adicionales para satisfacer estos códigos de red de la forma en que lo hace la generación convencional [15], [16].

Debido a esta transición hacia sistemas más renovables, cada vez es más frecuente que se produzcan escenarios en los que la demanda está alimentada prácticamente por generación basada en electrónica de potencia. Además, algunos sistemas y/o comunidades energéticas están comenzado a estudiar la viabilidad de operar de forma 100 % renovable, en algunos casos con una penetración de generación basada en electrónica de potencia cercana o igual al 100 % [17], [18]. Esto pone de manifiesto la necesidad de evaluar la capacidad de la generación electrónica para operar en ausencia de generación síncrona y, al mismo tiempo, de forma coordinada con otros generadores similares conectados al mismo sistema. A esto hay que añadir el objetivo de la Unión Europea de disponer de un sistema 100 % renovable en 2050 [2].

1.2. Antecedentes

En este apartado se describen algunas de las técnicas de control para el GADA más utilizadas, cuyas características son explicadas en el contexto de esta máquina en [19]. Cabe indicar que los controles se llevan a cabo normalmente en el marco de un sistema de referencia síncrono, donde las principales variables se manifiestan como fasores estáticos en régimen permanente, lo cual facilita el control. Además, todas las técnicas de control descritas tienen como salida la tensión del rotor a aplicar, que es la variable de actuación en el control del convertidor de lado rotor del GADA.

1.2.1. Control vectorial

El control vectorial es una de las técnicas de control para el GADA más extendidas en la literatura. Originalmente empleada para controlar motores de jaula de ardilla, se ha trasladado al GADA de una forma muy similar. El control se realiza en un sistema de referencia síncrono, esto es, definido por unos ejes dq que rotan a la velocidad de giro del

campo magnético de la máquina. El ángulo de giro se obtiene típicamente por medio de un estimador de flujo, donde se define uno de los ejes síncronos orientado a una variable de la máquina, comúnmente el flujo del estátor. De esta forma, cada componente de las corrientes del estátor determina la potencia activa o reactiva, siendo la componente coincidente con el flujo del estátor la que controla la potencia reactiva (o tensión) y la componente en cuadratura la que controla la potencia activa (o par electromagnético). Alternativamente, también se puede utilizar un sistema de referencia orientado a la tensión del estátor, formando esta variable 90° respecto al flujo del estátor, aproximadamente, por lo que las funciones de las componentes de las corrientes estátor quedan invertidas. Así, mediante un control independiente de las dos componentes de la corriente se puede controlar tanto la tensión como la velocidad de rotación de la máquina. Fig.1.1 muestra un ejemplo de un diagrama de control para un control vectorial orientado a la tensión del estátor.

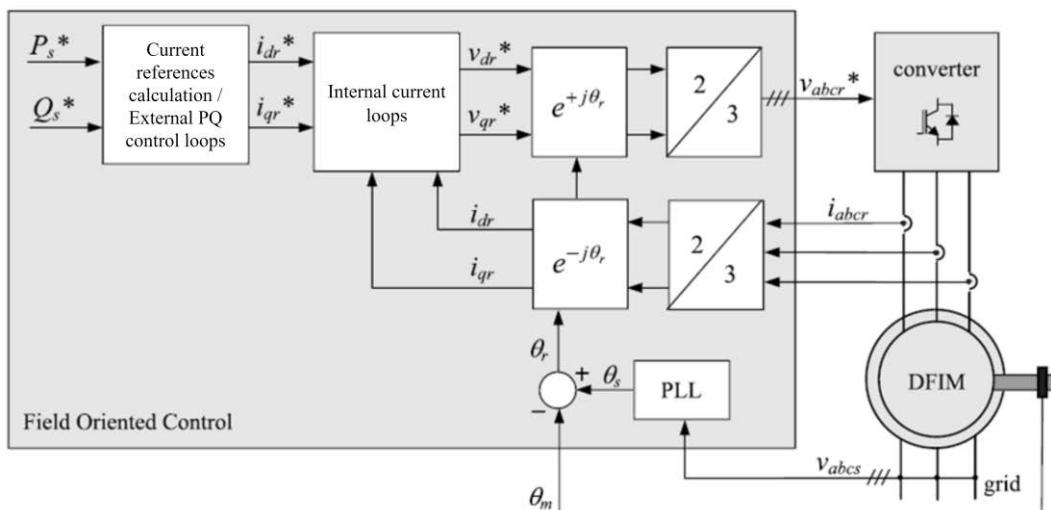


Fig.1.1. Ejemplo de diagrama de control de un control vectorial implementado en el GADA.

Fuente: [19].

La estabilidad de pequeña señal de este control en un sistema en lazo cerrado se ve afectada principalmente por los siguientes factores: la parametrización de los reguladores, el punto de funcionamiento (referencias de corrientes) y el marco de referencia para la orientación escogido; algunos análisis sobre la estabilidad de estos controles operando en conexión a red se muestran en [20], [21]. Cuando se opera en sistemas equilibrados, esta técnica es eficiente en términos de estabilidad y dinámica, sobre todo ante transitorios leves dado que, para transitorios severos, en el GADA aparecen componentes transitorias del flujo que hacen que la relación entre éste y la tensión se altere y, consecuentemente,

la ley de control de las corrientes no se cumple durante este tiempo, impidiendo controlar apropiadamente la máquina [22]. Para garantizar su estabilidad, se emplean lazos de corriente con un margen de fase lo suficientemente amplio.

1.2.2. Control directo de potencia y control directo de par

Estos controles surgen como respuesta a la necesidad de buscar técnicas que permitieran al GADA operar de forma más eficiente en condiciones no ideales, principalmente durante huecos de tensión, buscando alternativas al control vectorial. De esta forma, surgieron los controles directos, de entre los cuales, las técnicas más estudiadas son el control directo de par (DTC, por sus siglas en inglés) y el control directo de potencia (DPC, por sus siglas en inglés). Ambos controles se constituyen a partir de la misma base, pero controlan variables distintas de la máquina, por lo que presentan comportamientos ligeramente diferentes. El DTC busca controlar el par electromagnético y la amplitud del flujo del rotor de la máquina, variables con las que controlar la velocidad de giro y la fuerza electromotriz (f.e.m.) interna del GADA, respectivamente. Por otro lado, el DPC se encarga de controlar las potencias activa y reactiva, directamente. Fig.1.2 y Fig.1.3 muestran dos ejemplos de diagrama de control para DTC y DPC, respectivamente, implementados en el GADA.

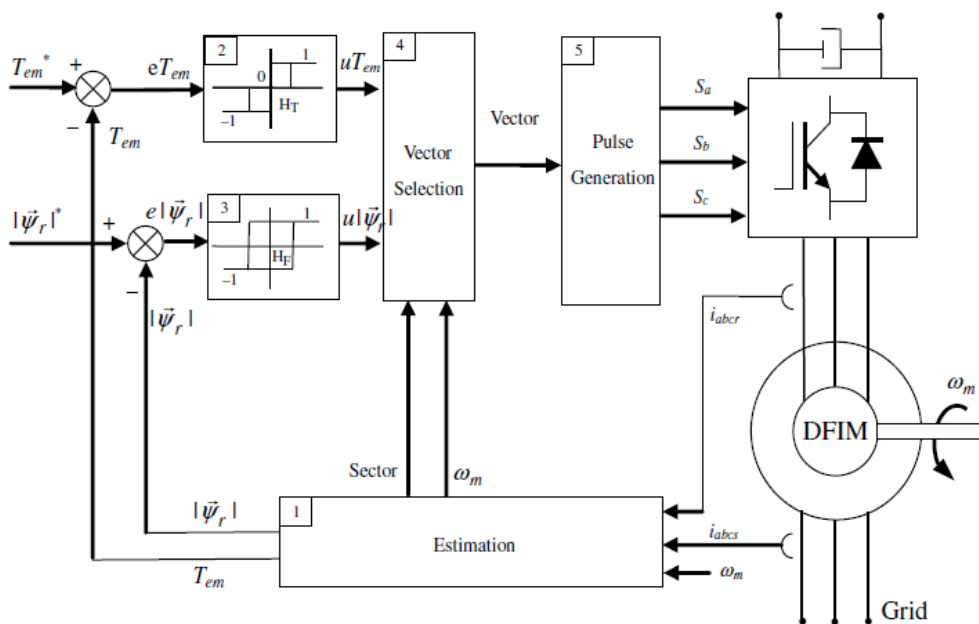


Fig.1.2. Ejemplo de diagrama de control de un DTC implementado en el GADA.

Fuente: [19].

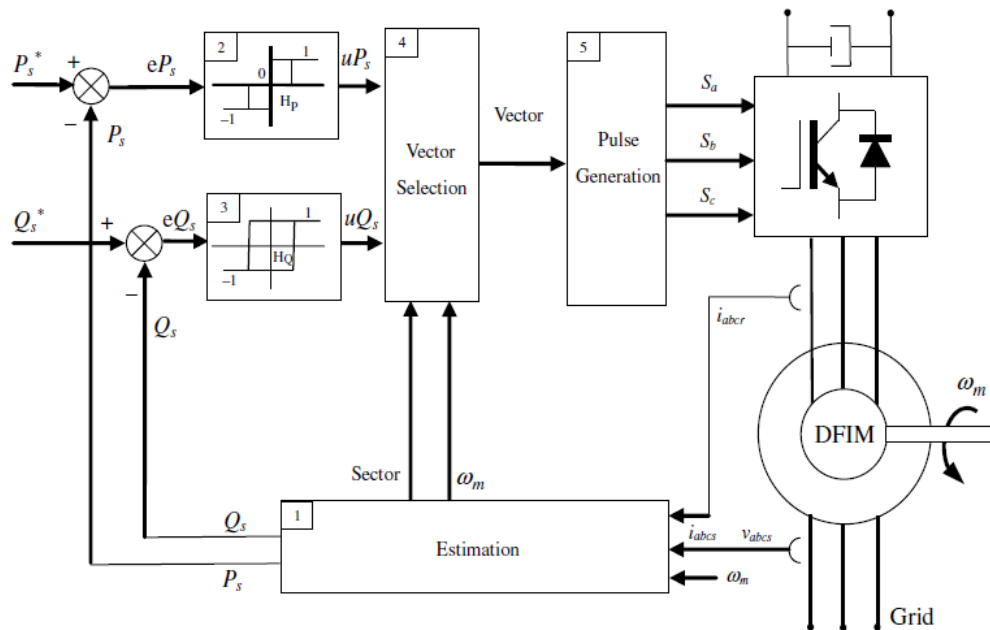


Fig.1.3. Ejemplo de diagrama de control de un DPC implementado en el GADA.

Fuente: [19].

El principio básico de funcionamiento común a ambas topologías se basa en que el ángulo entre el flujo del estátor y el flujo del rotor determina el par electromagnético de la máquina, así como la diferencia entre los módulos de ambos flujos determina el intercambio de potencia reactiva por el estátor. Dado que, en operación conectada a red, el flujo del estátor viene impuesto por la tensión de la red, el flujo del rotor puede controlarse en módulo y ángulo para imponer el par electromagnético deseado o la potencia reactiva [23]. Para conseguir este control, se actúa sobre la conmutación del convertidor de lado rotor para imponer una tensión que afecte a la trayectoria del flujo del rotor en la forma deseada, obteniendo el módulo y ángulo buscados. Para ello se emplean reguladores con histéresis en combinación con una lógica de control, ambos determinan el patrón de disparo óptimo en función de los errores de las variables de control respecto a sus referencias y el ángulo de giro del vector espacial del flujo del rotor. Los pulsos de encendido y apagado de los semiconductores son generados directamente, sin necesidad de modulación. La principal ventaja de estos controles es su rápida respuesta dinámica, que los hace adecuados para trabajar ante perturbaciones en la red o en redes débiles. Además, se ajustan más fácilmente y son menos sensibles a las variaciones de parámetros.

Estos controles poseen dos desventajas principales: la frecuencia de conmutación no es constante y la necesidad de estimar las variables de control. La primera desventaja

conduce tanto a pérdidas variables en los semiconductores como a diferentes niveles de rizado en las variables de la máquina según las condiciones de operación de la misma. Además, una frecuencia de conmutación variable puede dar lugar a la excitación de modos de operación del convertidor. No obstante, puede ser mitigada con diferentes técnicas. La segunda desventaja surge de la imposibilidad de medir las variables de control fácilmente, por lo que deben ser estimadas a partir de otros parámetros medibles de la máquina, como las corrientes o tensiones, empleando a su vez una estimación de algunos de los parámetros de la misma para el caso del DTC. Algunos ejemplos de implementación de DTC en el marco del GADA se muestran en [23]–[25] y en [26]–[28] para el DPC.

1.2.3. Control predictivo

Los controles predictivos son una de las propuestas más avanzadas en materia de control de electrónica de potencia. En términos generales, esta técnica se basa en optimizar las acciones de control para un horizonte temporal finito, teniendo en cuenta ciertas restricciones del sistema. Cuando se aplica al GADA, esta estrategia es en realidad una evolución de los controles directos que busca dar solución al problema de frecuencia de conmutación variable. Para ello, se define un periodo de actuación constante, discretizando así el sistema de control. Durante este periodo, se aplican tres vectores espaciales, siendo dos de ellos vectores activos y un vector nulo el tercero. Los vectores activos a aplicar son escogidos de entre los vectores de tensión de rotor disponibles en el espacio vectorial. El primer vector activo se determina de forma similar a como se hace en el DTC, a través de los reguladores con histéresis y unas tablas *look-up*, en base a los errores de las variables de control respecto a sus referencias. El segundo vector activo se determina por medio de una función de optimización, la cual tiene como objetivo minimizar el rizado del par electromagnético y del flujo del rotor. Los tiempos de aplicación de cada uno de los vectores activos se calculan con el mismo objetivo, previendo la evolución de las variables de control de acuerdo con las derivadas obtenidas de la resolución continua de sus ecuaciones dinámicas. El tercer vector se calcula como el vector nulo que requiera menos cambios de los estados de los semiconductores. Fig.1.4 muestra un ejemplo de diagrama de control para un control predictivo implementado en el GADA.

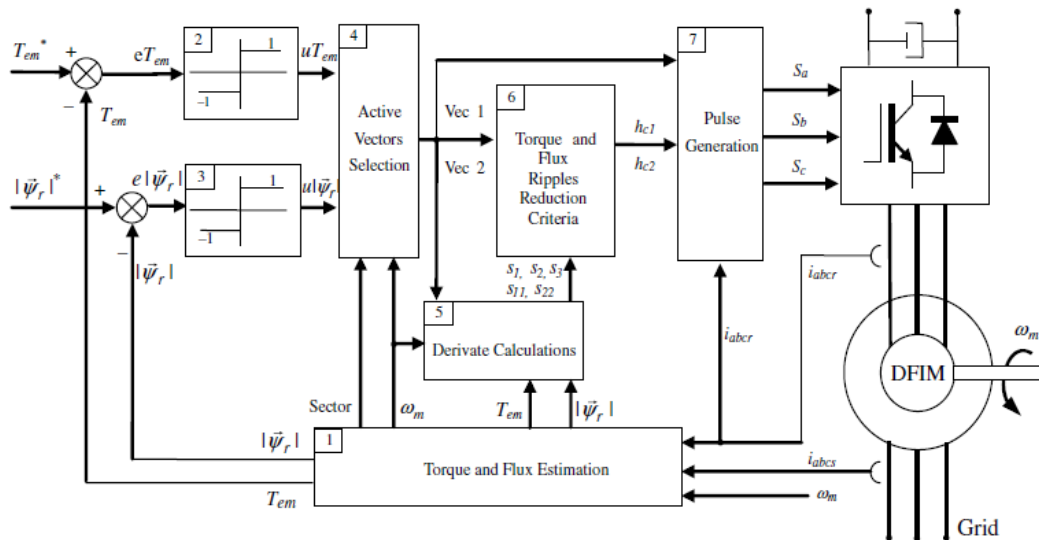


Fig.1.4. Ejemplo de diagrama de control de un control predictivo implementado en el GADA.

Fuente: [19].

Con esta técnica se logra una frecuencia de conmutación mucho más uniforme y reducida, disminuyendo las pérdidas en los semiconductores, así como evitando la posibilidad de excitar alguna resonancia interna de la máquina. En la literatura existen diferentes interpretaciones sobre estas funciones de optimización, aunque todas persiguen el mismo objetivo. De esta forma, los controles predictivos mantienen las mismas ventajas que los controles directos, aunque añaden una mayor complejidad a su implementación. Algunos ejemplos de implementación de este tipo de control en el marco del GADA se encuentran en [29]–[31].

1.3. Diferencias entre controles *grid-following* y controles *grid-forming*

Dependiendo de si confieren al generador de la capacidad de alimentar un sistema de forma independiente o no, las estrategias de control se pueden clasificar en dos grupos: *grid-following* y *grid-forming* [32].

En una estrategia de control *grid-following*, el generador utiliza el módulo y la fase del vector de tensión en sus terminales como referencias. Para obtener dichas referencias, es común el empleo de un lazo de seguimiento de fase (PLL, *Phase Locked Loop*). En un control vectorial, esta referencia de fase se emplea para calcular las componentes síncronas de las variables empleadas en el control. En un control directo o predictivo esta se emplea también para determinar el sector de operación. Dado que el control no puede llevarse a cabo con la ausencia de una referencia de fase, esta estrategia es dependiente de la red y carece de capacidad para operar en un sistema eléctrico aislado [33]. Además,

estos generadores presentan problemas cuando se encuentran operando en redes débiles, con una baja penetración de generadores con capacidad *grid-forming*, ya sea generación síncrona o generación basada en electrónica de potencia, debido a la inestabilidad que presentan los fasores de tensión en los nudos de la red, tanto en módulo como en fase [34]. Típicamente, estas estrategias emplean un control vectorial con lazos internos de corriente, donde la magnitud de las componentes dq de la corriente determina el módulo y la fase de la tensión interna respecto al fasor de tensión escogido como referencia. De esta forma, la representación eléctrica de estos generadores suele ser como una fuente de corriente y necesitan una tensión estable en sus terminales para poder funcionar, ver Fig.1.5.

Si bien los servicios de soporte de red que proporcionan estos generadores son limitados debido a su dependencia con la red, existen técnicas que les permiten realizar cierto apoyo como regulación potencia/frecuencia (*grid-supporting*) o amortiguamiento de oscilaciones de potencia, que buscan imitar la respuesta de un GS ante ciertas perturbaciones en la red [35], [36]. Además, algunos trabajos han estudiado la capacidad natural de los generadores *grid-following* para entregar apoyo a la red en ciertas condiciones [37], [38].

Por otra parte, en una estrategia de control *grid-forming*, el propio control proporciona tanto la referencia de módulo como la de fase que determinan el fasor de tensión interna del generador. De esta forma, estos generadores no requieren de un sistema eléctrico para operar, siendo la tensión en sus terminales generada de forma autónoma [39]. Esto posibilita que puedan realizar servicios de arranque en negro o arranque autónomo (*black start*) y operar eficientemente en sistemas débiles o aislados, entre otras funcionalidades [33], [40], [41]. Debido a su capacidad para imponer módulo y ángulo de tensión en sus terminales, estos generadores suelen representarse como fuentes de tensión debido a su comportamiento, ver Fig.1.5.

Normalmente, estos controles se diferencian de controles *grid-following* en dos características fundamentales: la primera es que no emplean un control vectorial de corriente en un sistema de referencia giratorio fijado por un PLL; y la segunda es que emplean un lazo de control adicional, normalmente conocido como lazo de sincronización, que determina el marco de referencia, normalmente emulando la ecuación de oscilación de un generador síncrono. La salida de este lazo es el ángulo de referencia

para el control. Existen diversas tipologías de lazo de sincronización, aunque la mayoría emplean la potencia activa (o par) como variable de control, dada la dependencia de esta variable con el ángulo que forman las tensiones de los nudos entre los que se transmite potencia activa. En [42] se recoge una muestra de las variantes existentes de lazo de sincronización. De entre estas opciones, las más extendidas en la literatura son las que se comentan en los apartados posteriores.

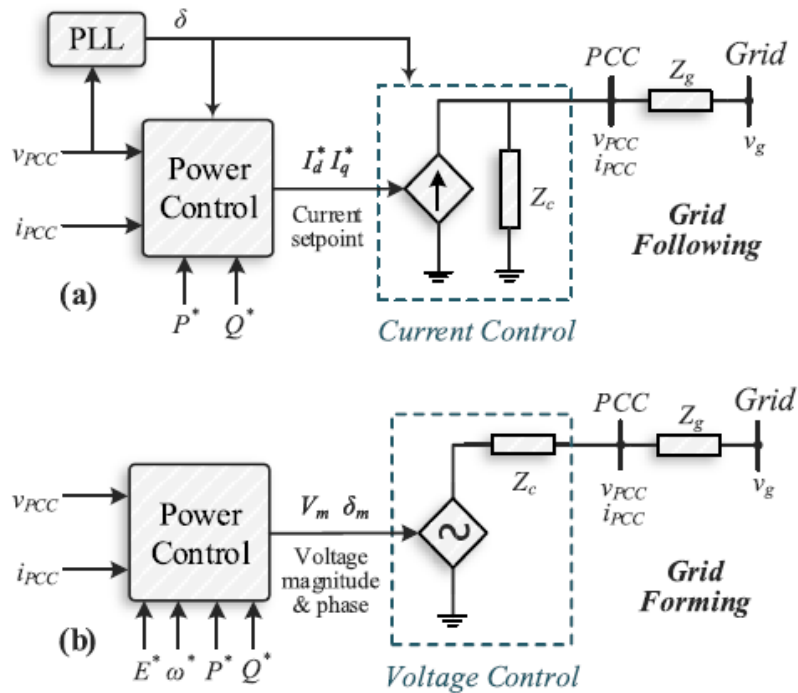


Fig.1.5. Esquema eléctrico y de control de acuerdo con el comportamiento del generador en la red con a) un control *grid-following* y b) un control *grid-forming*.

Fuente: [33]

En la literatura, también se reconocen diferentes subtipos dentro de estas dos grandes familias, como los generadores *grid-leading*, que son generadores *grid-forming* que proveen una referencia fija de tensión y frecuencia; y los *grid-supporting*, generadores *grid-following* capaces de controlar tensión y de responder de forma artificial a las perturbaciones de frecuencia del sistema. En ocasiones, estas variantes también son reconocidas como familias independientes [39]. En [43]–[45] se recogen distintos análisis comparativos sobre las diferencias principales entre controles *grid-following* y *grid-forming*, desde los puntos de vista de la estabilidad del sistema con distintas condiciones, el comportamiento de ambos en la red y la adecuación de cada uno según las necesidades del sistema.

En lo que respecta a la energía eólica, en los últimos años se han publicado muchos trabajos relacionados con la implementación de controles *grid-forming* y de sus aplicaciones en el contexto de la tecnología *full-converter* [46]–[50]. En relación con el GADA, también se han publicado propuestas de esta estrategia de control durante los últimos años [51]–[53]. No obstante, algunos de estos trabajos no son considerados puramente como *grid-forming*, dado que no se orientan a la f.e.m. de la máquina, que en el capítulo tres se demostrará estar relacionada con el flujo del rotor. Además, algunos de ellos se orientan a la tensión de la red, lo cual impide que puedan operar en sistemas aislados.

Con el objetivo de mejorar la eficacia de estos controles y para realizar un mayor soporte a la red, se han desarrollado ciertas técnicas que aprovechan las capacidades de los controles *grid-forming*. Una de ellas es la técnica conocida como impedancia virtual, orientada a hacer posible el soporte de huecos de tensión para un generador *grid-forming*. Esta perturbación es problemática para un generador *grid-forming* por las sobrecorrientes que estos tienden a inyectar en la red como consecuencia de su naturaleza de fuente de tensión [54]. Esta técnica consiste en sintetizar una impedancia de la máquina de forma artificial con el objetivo de limitar las corrientes de la máquina, principalmente durante la operación ante hueco de tensión. Suele aplicarse a través de términos de realimentación en controles *grid-following* [55]–[57]. A su vez, para operar en modo *grid-forming*, esta técnica requiere de la orientación a una variable dependiente de esta impedancia virtual, que normalmente es un flujo virtual [58]–[60].

1.4. Lazo de sincronización basado en un control proporcional

También conocida como *Active Power Synchronization* (APS). Esta técnica se basa en un control proporcional de la potencia activa (o par electromagnético) para determinar el ángulo de giro del sistema de referencia [61]. La potencia activa es controlable actuando sobre el ángulo al que se orienta el fasor de la tensión interna. De esta forma, si se requiere inyectar más potencia activa a la red, aumentando la referencia de potencia activa, se determina un incremento de la velocidad de giro del sistema de referencia (1.1), aumentando el ángulo que forma el fasor de tensión interna de la máquina con el de la red e inyectando más potencia activa hasta que se iguale con la nueva referencia, entonces el marco de referencia del control volverá a girar a la misma velocidad que el fasor de la red. Esta estrategia intenta imitar los reguladores de velocidad de las máquinas síncronas,

encargados de la regulación primaria en sistemas eléctricos, también basados en un control proporcional; de esta forma, la constante proporcional se relaciona directamente con el estatismo de una máquina síncrona [62].

$$(P_{ref} - P) * K = \Delta\omega \quad (1.1)$$

Donde P representa a la potencia activa, K es la constante proporcional del lazo de sincronización y ω es la frecuencia interna del control. Esta estrategia también permite la operación desconectada de red. En este modo de operación, los generadores *grid-forming* alimentan las cargas de forma natural. No obstante, para una referencia de potencia activa determinada y distinta de la potencia activa que se está entregando, el sistema operará a una frecuencia distinta a la nominal. La nueva frecuencia estará determinada por las constantes proporcionales de estos generadores, de forma similar a la respuesta de un sistema basado en generación síncrona ante un cambio de carga [35]. No obstante, existe una diferencia apreciable en la dinámica de este proceso, mucho más rápida en el caso de la generación basada en electrónica de potencia. Esto es debido a la ausencia de retrasos presentes en el proceso termo-hidráulico para incrementar el par de las turbinas en las centrales de generación convencionales, que son de un orden de magnitud de segundos [63]. Mientras que la generación basada en electrónica de potencia cuenta normalmente con retrasos más propios de fenómenos electromagnéticos, del orden de milisegundos [64]. En Fig.1.6 se muestra un ejemplo del diagrama de bloques de un lazo de sincronización de esta topología. Otros ejemplos de implementación de este lazo de sincronización se encuentran en [65]–[67].

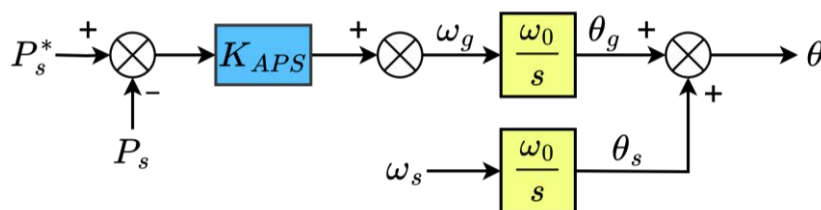


Fig.1.6. Ejemplo de lazo de sincronización basado en control proporcional.

Alternativamente, también es posible emplear la potencia reactiva como variable de sincronización a través de una constante de sincronización, con un esquema igual al mostrado en Fig.1.6. De esta forma, la potencia activa intercambiada por el generador ya no depende del valor de la frecuencia del sistema. Por otro lado, esta variante carece de la respuesta en frecuencia explicada para el caso del lazo de sincronización basado en

potencia activa. Algunos ejemplos de su implementación y aplicaciones se recogen en [68]–[70].

1.5. Lazo de sincronización basado en la máquina síncrona

También conocida como *Virtual Synchronous Machine* (VSM), esta técnica se basa en reproducir la ecuación mecánica de oscilación de un generador síncrono [71]. Esta ecuación es la que determina la aceleración angular del rotor en un GS y, por tanto, la velocidad de giro o frecuencia del rotor [63]. Replicar esta ecuación tiene como objetivo imitar la respuesta inercial de un GS, como solución a la disminución de la inercia física en sistemas con alta penetración de generación basada en electrónica de potencia [72].

$$P_{ref} - P - D\Delta\omega = 2H \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (1.2)$$

$$(P_{ref} - P - D\Delta\omega) \frac{1}{2Hs} = \Delta\omega \quad (1.3)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_0^2}{S_b} \quad (1.4)$$

Donde D es la constante de amortiguamiento del sistema, H es la constante de inercia del generador, J es el momento de inercia de las masas rotantes y ω_0 es la velocidad angular nominal del sistema. En un GS, la potencia de referencia sería sustituida por el par mecánico de la turbina y $\Delta\omega$ determina la velocidad de giro del rotor de la máquina, esto es, la velocidad de giro del campo magnético (asociado a la f.e.m) creado por el rotor. Dado que en un generador *grid-forming* la variable orientada está estrechamente relacionada con la f.e.m o tensión interna del generador, la analogía con un GS es directa. En un sistema físico, como un GS, H es una variable determinada por el momento de inercia de la máquina, definido como:

$$J = \int r^2 dm \quad (1.5)$$

Esta es la definición del momento de inercia de una masa de distribución continua donde r es la distancia que cada diferencial de masa al eje de rotación. Como se aprecia, el momento de inercia es una variable que depende exclusivamente de la distribución de las masas del objeto al eje de rotación, por lo que es prácticamente invariante a lo largo de la vida de un GS. Mientras que el parámetro D es el inverso del estatismo que define la característica P-f, parametrizable en el regulador de velocidad de una central convencional, siendo parametrizable en este caso [73]. De igual forma, también H es

ahora parametrizable. Esto permite caracterizar la respuesta inercial según los requerimientos de red [74], aunque cabe mencionar que la estabilidad de ángulo del generador es altamente dependiente de esta combinación [75], [76]. Por otra parte, es importante recordar que, mientras que en un GS la respuesta inercial se entrega de manera inmediata y proporcional al desbalance entre generación y demanda ocurrido en la red, en el caso de un VSM la respuesta inercial es una consecuencia de la aparición de una derivada temporal de la frecuencia (RoCoF, Rate of Change of Frequency) distinto de cero en la frecuencia del sistema, por lo que conlleva un retraso [73]. Un ejemplo de lazo de sincronización basado en la ecuación mecánica de un sistema síncrono se muestra en Fig.1.7. Algunos ejemplos de implementación de este lazo de sincronización se encuentran en [77]–[79].

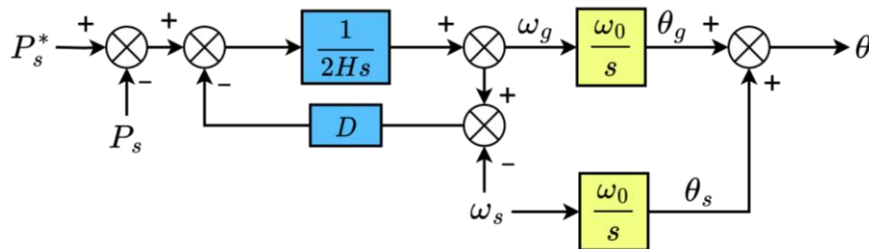


Fig.1.7. Ejemplo de lazo de sincronización de máquina síncrona virtual.

1.6. Objetivos de la tesis doctoral

- Encontrar una definición lo más precisa posible de las características que debe tener un generador *grid-forming*, basado en los criterios establecidos por los operadores de sistemas avanzados en este ámbito.
- Proponer una nueva estrategia de control *grid-forming* para GADA, basada en la orientación del flujo del rotor.
- Demostrar que el control propuesto basado en la orientación del flujo del rotor puede operar el GADA en modo *grid-forming* resaltando las limitaciones y retos que supone integrar estas técnicas de control en sistemas convencionales.
- Demostrar y probar tanto la respuesta inercial como la respuesta en frecuencia de la GADA implementando el control *grid-forming* propuesto.
- Proveer de estrategias de limitación de corriente para mejorar la capacidad de operación bajo condiciones de falta del GADA implementando el control *grid-forming* propuesto.

- Proveer de estrategias de amortiguamiento de oscilaciones de potencia mediante el GADA diseñado dentro del marco del control *grid-forming* propuesto para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones inter-área (oscilaciones de baja frecuencia o LFO, por sus siglas en inglés) en sistemas eléctricos.
- Demostrar la operación de sistemas de potencia con un 100 % de penetración renovable utilizando el GADA con el control *grid-forming* propuesto. En este contexto, se demostrará la capacidad de arranque autónomo del GADA.
- Ensayar las capacidades del control *grid-forming* propuesto, implementando un modelo del GADA en un simulador en tiempo real RTDS, utilizando la técnica *hardware-in-the-loop* (HIL).

1.7. Estructura del documento de la tesis doctoral

La presente tesis doctoral se organiza en un total de siete capítulos. En este primer capítulo se ha presentado una introducción a los problemas que pretende ayudar a resolver esta tesis, comenzando con el contexto y la motivación de la misma. Después, se introducen los métodos de control clásicos para el GADA, para acabar con el estado del arte del control de electrónica de potencia. La tesis cierra con el capítulo 7, en el que se recogen las conclusiones principales del trabajo presentado, junto con una propuesta de trabajos futuros.

El capítulo 2 presenta el marco normativo existente para la generación renovable, centrado en el sistema eléctrico español y para generadores eólicos de elevada potencia nominal, en concreto para aquellos que emplean turbinas eólicas tipo 3. Se comienza el capítulo con un resumen de los criterios de conexión a red para estos generadores, basados en la normativa europea correspondiente. Posteriormente, se introducen los conceptos y especificaciones principales con respecto a la tecnología con control *grid-forming* según han sido definidos recientemente por el operador del sistema británico. Todos estos criterios serán tomados en cuenta para el diseño del control, realizado a lo largo de los capítulos 4 y 5, con el objetivo de cumplir satisfactoriamente con las aplicaciones propuestas en el capítulo 6.

En el capítulo 3 se desarrolla, en primer lugar, un modelo para el GADA expresado en función de los flujos de la máquina como variables de estado. A partir de este modelo se define una expresión de la fuente de tensión interna de la máquina, en función del flujo

del rotor, que permite a la máquina comportarse como una fuente de tensión real detrás de una impedancia cuando se controla dicha variable en un control *grid-forming*. Una vez obtenida esta expresión, se compara con el modelo de un generador síncrono, demostrando que la analogía es directa. Para cerrar este capítulo, se describe el comportamiento de la máquina durante la operación ante huecos de tensión, de vital importancia para entender los transitorios que aparecen en esta máquina durante tales perturbaciones.

En el capítulo 4 se presenta el sistema de control propuesto en esta tesis. El control propuesto es un control *grid-forming*, dado que se encarga de orientar una variable directamente relacionada con la fuente de tensión interna de la máquina, e incluye un lazo de sincronización para la generación interna del ángulo de sincronización. También se justifica la elección de los parámetros del control, a través de distintos métodos. Al final de este capítulo se incluye una variante de este control en la forma de un control directo de flujo, empleando los principios del control directo.

El capítulo 5 recoge un análisis de estabilidad del GADA cuando implementa el control propuesto, comparado con algunas variantes como el VSM y un control vectorial de corrientes clásico. De esta forma, queda justificado el uso del control propuesto desde el punto de vista de la estabilidad en pequeña señal. El capítulo cierra con un estudio de estabilidad de un sistema en el que introducimos un modelo de un GS junto con un GADA, con el objetivo de seleccionar los parámetros de los sistemas de amortiguamiento de oscilaciones.

El capítulo 6 comienza presentando la plataforma de simulación en tiempo real empleada para obtener los resultados de simulación del control propuesto. Después, se presentan las redes eléctricas que se han utilizado para realizar cada uno de los ensayos. Por último, se incluyen y comentan los resultados de simulación obtenidos en cada uno de los ensayos.

CAPÍTULO 2. CÓDIGOS DE RED Y NORMATIVA EXISTENTE

En este capítulo se realizará un repaso de los criterios de conexión a red como normativa de aplicación a los módulos de parque eléctrico en el sistema eléctrico español, donde se pretende implementar la técnica de control desarrollada en esta tesis. Los requisitos recogidos en estos criterios se tendrán en cuenta en el diseño del control y en el capítulo de resultados. Posteriormente, se recogen algunas sugerencias relacionadas con la tecnología de generación *grid-forming*, incluyendo definiciones, ensayos y normativa; este apartado está basado en las recomendaciones del operador del sistema británico, National Grid - ESO.

2.1. Criterios de conexión a red en el sistema eléctrico español

En este apartado se comenta la normativa existente aplicable a los módulos de parque eólico de tipo D (definido para: $P > 75 \text{ MW}$ o $V_{\text{PCR}} > 110 \text{ kV}$). De entre la normativa, se usan aquellas normas o directrices con especial relevancia o aplicación para la demostración de la viabilidad de los controles *grid-forming* aplicados al GADA en el ámbito de la generación eólica. También se considerará aquella información relativa parques eléctricos conectados a la red de transporte, dado que el objeto de estudio es la integración de controles *grid-forming* en el marco de parques eólicos de elevada potencia nominal. La mayoría de la información se ha obtenido de los documentos “Criterios de conexión a red 2020-8965” y “Reglamento UE 2016/631 sobre requisitos de conexión a red de generadores”, [80], [81].

2.1.1. Emulación de inercia

Se propone la emulación de inercia como estrategia para mejorar la integración de tecnologías de generación renovables que no proveen este servicio de forma natural de suficiente respuesta inercial al sistema. La emulación de inercia queda definida en [81] de la siguiente manera: “*la característica proporcionada por un módulo de parque eléctrico o sistema HVDC para sustituir el efecto de inercia de un módulo de generación de electricidad síncrono hasta un determinado nivel de respuesta*”. Dado a la dependencia de la derivada temporal de la frecuencia con la inercia de un sistema, en [80] se caracteriza de la siguiente forma: “*consistirá en un control continuo que deberá producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales a la derivada temporal de frecuencia en el punto de conexión a la red*”. Esta emulación de inercia será voluntaria y cumplirá con los siguientes requisitos:

- La respuesta inercial (en p.u. base máquina) debe ser el resultado del producto entre la derivada temporal de la frecuencia y una ganancia proporcional, K_d , ajustable entre 0 y 15 segundos. La fórmula para el cálculo de la respuesta inercial en p.u. tendría la siguiente forma (potencia con criterio generador y K_d positivo):

$$P_{inercial} = -K_d \frac{df}{dt} \quad (2.1)$$

- El módulo debe ser capaz de entregar una respuesta inercial de hasta un determinado porcentaje (valor ajustable entre 0-10 %) de su potencia máxima en todo momento.
- El módulo debe ser capaz de entregar hasta un 10 % de su potencia máxima en 150 ms.
- El módulo debe ser capaz de entregar la energía equivalente a generar un 10 % de su potencia máxima durante 8 segundos.

Cabe mencionar que se podrá definir la emulación de inercia con características distintas a estas siempre que sean aprobadas previamente por el operador del sistema.

2.1.2. Regulación potencia-frecuencia

El código de red español define unos intervalos de frecuencia para los que los correspondientes módulos de generación de electricidad deben permanecer conectados durante el tiempo estipulado, estos intervalos junto con sus tiempos están recogidos en la TABLA I.

TABLA I. INTERVALOS DE FRECUENCIA DEFINIDOS POR EL GESTOR DE RED ESPAÑOL JUNTO CON SUS TIEMPOS MÍNIMOS DE FUNCIONAMIENTO.

Intervalo de frecuencia	Tiempo mínimo de funcionamiento
47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutos
48.5 Hz – 49 Hz	Ilimitado
49 Hz – 51 Hz	Ilimitado
51 Hz – 51.5 Hz	30 minutos

Fuente: [80].

En lo que respecta a la regulación potencia-frecuencia, se definen tres modos de operación:

- Modo regulación potencia-frecuencia: define una respuesta de regulación P-f en un umbral de frecuencia alrededor de la frecuencia nominal del sistema.

- Modo regulación potencia-frecuencia limitado a sobrefrecuencia (MRPFL-O): define una respuesta de regulación P-f una vez la frecuencia se encuentra por encima de un límite de sobrefrecuencia establecido.
- Modo regulación potencia-frecuencia limitado a subfrecuencia (MRPFL-U): define una respuesta de regulación P-f una vez la frecuencia se encuentra por debajo de un límite de subfrecuencia establecido.

Cabe mencionar que las respuestas determinadas por estos modos de operación son acumulativas, es decir, las respuestas tanto del MRPFL-U como del MRPFL-O deben sumarse a la indicada por el MRPF. Los parámetros que caracterizan estas respuestas para módulos de parque eléctrico tipo D se recogen en la TABLA II donde los tiempos de respuesta se definen de acuerdo a Fig.2.1.

TABLA II. PARÁMETROS DE LOS MODOS DE REGULACIÓN P-F.

Parámetro	MRPFL-U	MRPF	MRPFL-O
Intervalo de activación	< 49.8 Hz	49.8 Hz – 50.2 Hz	> 50.2 Hz
Estatismo	5 %	5 %	5 %
Retraso inicial (t_a)	< 2 s	2 s/500 ms ³	< 2 s
Tiempo de respuesta (t_r)	≤ 2 s ($\Delta P < 50$ %) ¹ , ≤ 5 s ($\Delta P < 20$ %) ²	-	≤ 2 s ($\Delta P < 50$ %) ¹ , ≤ 5 s ($\Delta P < 20$ %) ²
Tiempo de establecimiento (t_e)	≤ 20 s	28 s/29.5 s ³	≤ 20 s

¹ tiempos para disminuciones de potencia activa.

² tiempos para aumentos de potencia activa.

³ tiempo para módulos con emulación de inercia/tiempo para módulos sin emulación de inercia.

Fuente: [80].

Con los parámetros recogidos en TABLA II, la característica estática P-f resulta como se muestra en Fig.2.2. Cabe mencionar que se podrán acordar tiempos de respuesta diferentes con el operador del sistema para t_a y t_r . Para módulos de parque eléctrico se darán 3 minutos para aplicar el incremento correspondiente sobre la consigna de potencia activa, con una tolerancia del 5 %. Además, estos deberán ser capaces de soportar derivadas temporales de la frecuencia de hasta 2 Hz/s medidos con una ventana móvil de 500 ms. En casos justificados, el valor límite de RoCoF podrá ser reducido si el operador del sistema así lo considera.

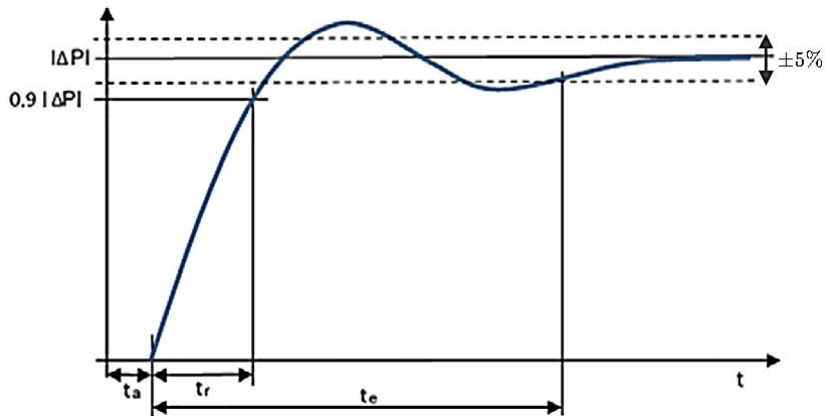


Fig.2.1. Ilustración de los tiempos de respuesta determinados por [80].

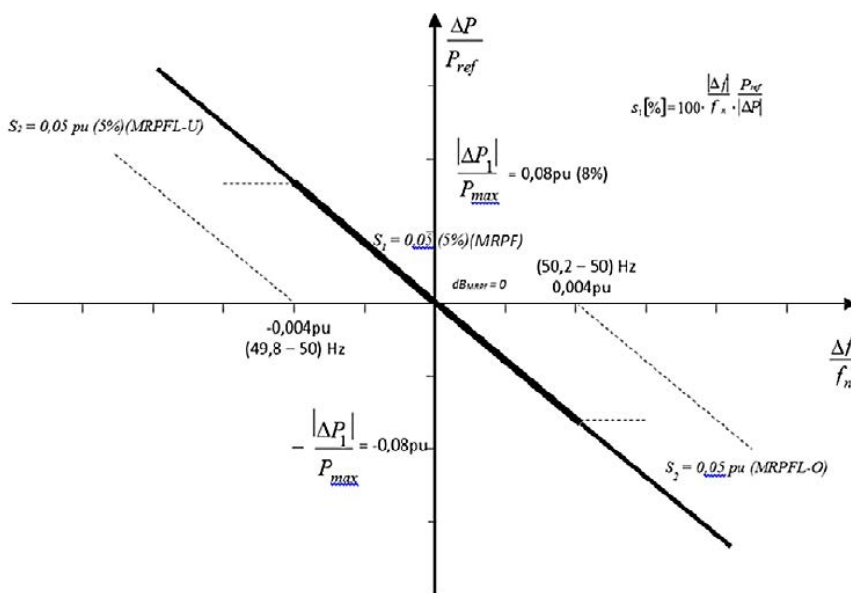


Fig.2.2. Característica P-f según [80].

2.1.3. Regulación de potencia reactiva/tensión

A continuación, se muestran los intervalos de tensión para los que el operador del sistema define el tiempo que un módulo de generación, con independencia de su tecnología, debe permanecer conectado y operando adecuadamente.

TABLA III. RANGOS DE TENSIÓN DEFINIDOS POR EL GESTOR DE RED ESPAÑOL JUNTO CON SUS TIEMPOS MÍNIMOS DE FUNCIONAMIENTO.

Rango de tensión	Tiempo mínimo de funcionamiento
0.85 – 0.9 p.u.	60 minutos
0.9 – 1.118 p.u.	Ilimitado
1.118 – 1.15 p.u.	60 minutos

Fuente: [80].

A su vez, los criterios de conexión a red definen ciertos “*requisitos de tensión de los módulos de parque eléctrico*”, entre los que se encuentran los que se definen a continuación.

a) Inyección rápida de corriente

Durante una perturbación, el módulo de parque eléctrico debe ser capaz de controlar las componentes directa e inversa de la corriente de forma continuada e inyectarlas en magnitud en función del desvío de tensión medido. Los módulos de parque eléctrico podrán implementar este requisito tanto en el punto de conexión como de forma individualizada en cada una de las unidades de generación que constituyan el parque. En el caso de la generación basada en GADA, la inyección de secuencia inversa será la natural de la tecnología. En cuanto a la inyección de secuencia directa, esta deberá ser proporcional al error de tensión de secuencia directa medido. Además, la respuesta deberá sostenerse en el tiempo hasta que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones: las tensiones de fase vuelven al rango de operación definido por los límites absolutos recogidos en TABLA III y hayan pasado más de 5 segundos (valor reducible a consideración del operador del sistema) desde el inicio de la perturbación. Si bien, el tiempo límite de actuación será de 30 segundos salvo que la tecnología permita tiempos superiores.

La inyección/absorción de corriente reactiva de secuencia directa para el caso de la tecnología doblemente alimentada, deberá seguir los diagramas mostrados en Fig.2.3 tanto para faltas equilibradas como desequilibradas donde:

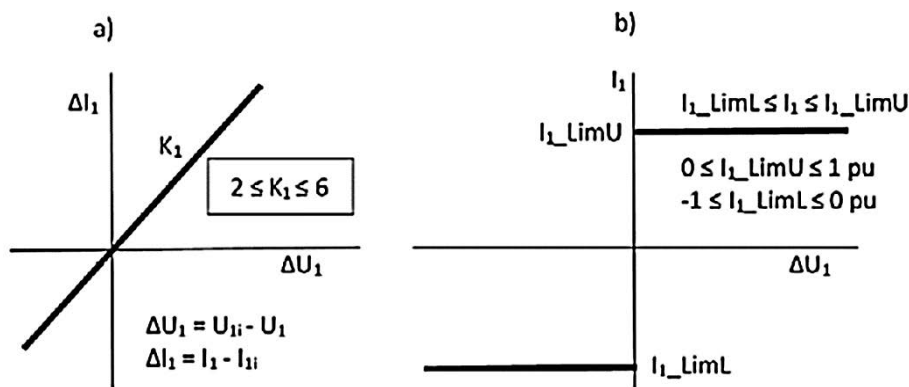


Fig.2.3. Diagramas de inyección rápida de corriente directa: a) incremento de corriente reactiva (directa) a inyectar y b) límites de corriente reactiva (directa); ambos en función del desvío de tensión de secuencia directa [80].

I_{1_limU} podrá adquirir valores desde 0 hasta 1 p.u., I_{1_limL} desde -1 pu hasta 0; teniendo valores predeterminados de 0.9 p.u. y -0.9 p.u., respectivamente. Adicionalmente a la corriente reactiva y si el recurso lo permite, el módulo de parque eléctrico deberá inyectar componente activa de corriente hasta alcanzar su corriente nominal. Si la tecnología permite exceder la corriente nominal de forma transitoria, es posible sobrepasar la corriente reactiva requerida a inyectar, respetando siempre la componente activa de la corriente requerida. Si el nivel de tensión medido desciende por debajo de 0.2 p.u. se permite el bloqueo de electrónica de potencia.

De forma predeterminada, la pendiente K_1 de la recta mostrada en el diagrama a) de la Fig.2.3 tendrá un valor de 3.5 p.u. Este control no tendrá bandas muertas y sus tiempos de respuesta deberán cumplir lo siguiente: $t_i < 20$ ms, $t_i + t_r \leq 50$ ms y $t_e < 60$ ms. Estos tiempos se podrán ampliar a hasta 300 ms para t_r y 600 ms para t_e si el operador del sistema lo permite. Fig.2.4 define los tiempos de respuesta para la inyección rápida de corriente.

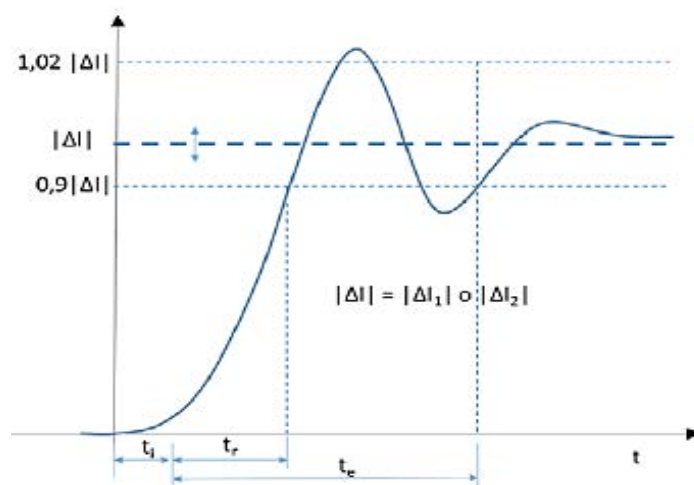


Fig.2.4. Ilustración de los tiempos de respuesta para la inyección rápida de corriente, definidos por [80].

b) Capacidad de potencia reactiva

Cuando el módulo de parque eléctrico se encuentre funcionando a su máxima capacidad de potencia activa, la inyección de potencia reactiva en función del nivel de tensión se guiará por el diagrama indicado en Fig.2.5. Fuera del rango de tensión 0.95 – 1.05 p.u., la inyección de reactiva será la determinada por el control de tensión implementado, siempre priorizando la potencia activa y permitiéndose un tiempo de respuesta de hasta 1 minuto fuera de dicho rango.

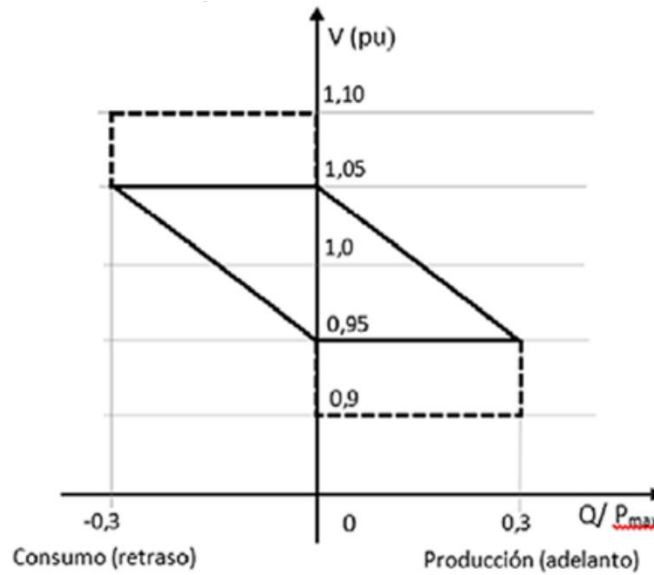


Fig.2.5. Diagrama de inyección de potencia reactiva a capacidad máxima en función del nivel de tensión [80].

Para funcionamiento por debajo de la capacidad máxima de potencia activa, el diagrama gobernante para la inyección de potencia reactiva es el indicado en Fig.2.6.

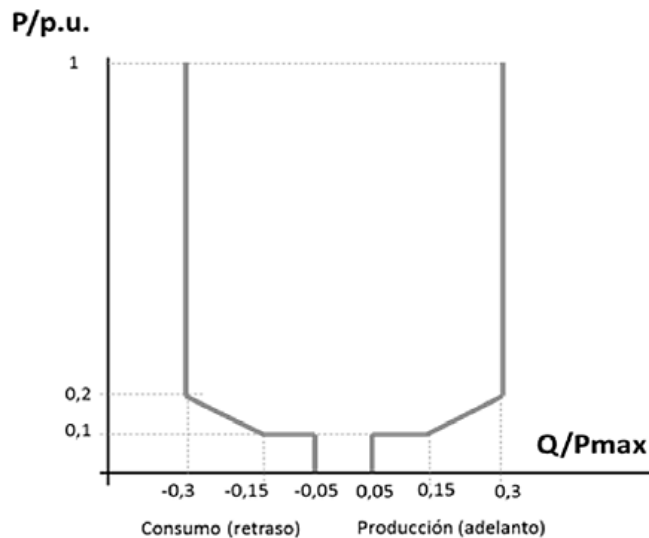


Fig.2.6. Diagrama de relación P/Q para funcionamiento por debajo de la potencia activa máxima [80].

c) Modos de control de potencia reactiva

Se podrá escoger entre los siguientes tres modos de control: control de tensión, control de potencia reactiva y control de factor de potencia. Tras una perturbación en el punto de conexión, el modo de control escogido deberá ser capaz de recuperar la consigna de reactiva con un error inferior al 5 % de la potencia nominal del módulo en un tiempo no

superior a 1 minuto. Se deben considerar los siguientes aspectos con relación a los modos de control de potencia reactiva:

- Con respecto al modo de control de tensión, la pendiente Q-V debe ajustarse a un 2 %, de forma predeterminada, en el rango 0.95 – 1.05 p.u.
- Control sin banda muerta, con una insensibilidad menor o igual al 0.2 % del valor nominal de la tensión.
- El 90 % de la respuesta se deberá alcanzar en menos de 1 segundo para estabilizarse en un valor en torno al ± 5 % del valor final en menos de 5 segundos.

d) Prioridad de la potencia activa y reactiva

Cuando la tensión en el punto de conexión se encuentre dentro de los rangos definidos en TABLA III, se deberán priorizar siempre los controles de potencia activa, pudiéndose entregar potencia reactiva hasta que se alcancen bien la potencia nominal o la corriente máxima del módulo. Por el contrario, si la tensión en el punto de conexión sale fuera de los rangos definidos, se deberán priorizar las salidas de controles de potencia reactiva; respetándose aquellas de potencia activa siempre que no se alcancen la potencia o corriente nominales del módulo.

e) Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia

Los módulos de parque eléctrico podrán contribuir al amortiguamiento de oscilaciones de potencia de forma opcional. En dicho caso, deberán acordar la metodología, ajustes y parámetros con el operador del sistema. En caso contrario, deberán asegurarse de que sus controles no contribuyen a desamortiguar las oscilaciones en el rango 0.1 – 1.5 Hz en el punto de conexión.

f) Capacidad para limitar la generación de sobretensiones transitorias

Este requisito no aplica a la tecnología eólica doblemente alimentada.

2.1.4. Requisitos de robustez

En este subapartado se recogen los requisitos relacionados con la capacidad de soportar eventos o perturbaciones en la red.

a) Soporte de huecos de tensión equilibrados

Ante un evento de hueco trifásico equilibrado, el perfil de tensión a soportar para los módulos de generación de parque eléctrico es el mostrado en Fig.2.7. El módulo de parque eléctrico deberá permanecer conectado durante todo el hueco de tensión y su recuperación, cumpliendo con los requisitos de operación correspondientes.

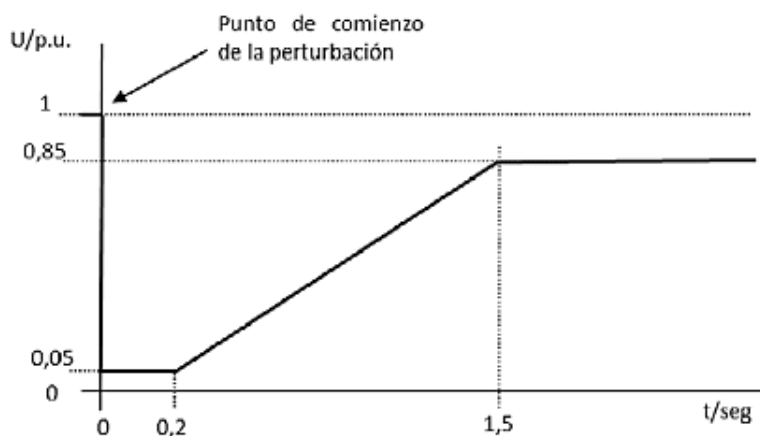


Fig.2.7. Perfil de tensión a soportar para huecos equilibrados [80].

Además, los módulos de parque eléctrico deberán mantener las siguientes condiciones en estados previos y posteriores a las faltas:

- La potencia de cortocircuito previa y posterior a la falta deberá ser cinco veces su capacidad máxima.
- El punto de funcionamiento se definirá de la siguiente manera:
 - La potencia activa entregada por el módulo será igual a la capacidad máxima de potencia activa.
 - El módulo se encontrará absorbiendo la capacidad máxima de potencia reactiva requerida a la capacidad máxima de potencia activa.
 - El nivel de tensión se corresponderá con mínimo valor de tensión para el que se requiera la máxima capacidad de absorción de reactiva.

b) Soporte de huecos de tensión desequilibrados

En el caso de faltas desequilibradas a tierra, se aplicará el perfil de tensión para huecos de tensión ante faltas equilibradas a la menor de las tensiones de línea o de fase a tierra, mostrado en Fig.2.7. Si la falta sucede entre dos fases y aislada de tierra, se aplicará el mismo perfil a la menor de las tensiones de línea.

c) Bloqueo de electrónica de potencia durante faltas

Si el nivel de tensión en el nudo de referencia durante una falta desciende por debajo de 0.2 p.u. (tensión entre fases o fase-neutro, según aplique de acuerdo con lo indicado en a) y b)), el módulo de parque eléctrico podrá habilitar el bloqueo de electrónica de potencia. Además, si se emplea tecnología de generador doblemente alimentado, se permitirá la circulación de corriente durante el bloqueo. Tras restituirse la tensión por encima de dicho umbral, el bloqueo deberá desaparecer en un tiempo inferior a 100 ms.

d) Capacidad para contribuir a la recuperación de la potencia activa después de una falta.

Como criterio general, cuando el nivel de tensión supere el umbral de 0.85 p.u. durante la recuperación tras falta, se deberá restituir la potencia activa de referencia en el menor tiempo posible. La TABLA IV recoge los tiempos indicados para la recuperación de potencia activa según la profundidad del hueco de tensión (calculada según lo indicado en a) y b)).

TABLA IV. TIEMPOS DE RESPUESTA MÁXIMOS PARA LA RECUPERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA TRAS UNA FALTA.

Tensión residual Parámetro	$U < 0.5$ p.u.	0.2 p.u. < $U < 0.5$ p.u.	$U < 0.2$ p.u.
t para 95 % P_{ref} ¹	1 s	2 s	3 s
t para 100 % P_{ref} ¹	3 s	4 s	5 s

¹ este tiempo comenzará a contarse una vez que $U > 0.85$ p.u. en el nudo de medida.

Fuente: [80].

Si debido a la lenta recuperación de la falta estos requisitos de tiempo no se cumplen, entonces se exige que el módulo de parque eléctrico esté entregando, al menos, su corriente nominal. Adicionalmente, la respuesta de potencia activa tras la recuperación deberá tener un amortiguamiento superior al 10 %.

e) Capacidad para soportar saltos de fase.

Se deberán soportar saltos de fase de hasta 20 ° de magnitud en el punto de conexión a red. Esto es, el módulo de parque eléctrico deberá permanecer conectado en todo momento cuando este salto de fase se produzca debido al efecto del accionamiento de interruptores en la red.

f) Capacidad para soportar sobretensiones transitorias.

Análogamente a los huecos de tensión, el módulo de parque eléctrico deberá permanecer conectado a red y cumpliendo los requisitos de operación durante todo el transitorio de sobretensión y su recuperación. La Fig.2.8 muestra el perfil de sobretensión a soportar por los módulos de parque eléctrico objeto de estudio, donde V_{max} hace referencia a la mayor tensión de funcionamiento normal, según TABLA III.

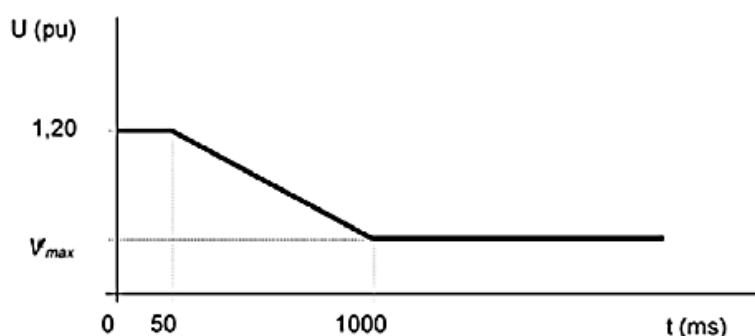


Fig.2.8. Perfil de tensión a soportar para operación en sobretensión [80].

A fin de facilitar la operación en sobretensión, se permitirá el bloqueo de la electrónica de potencia (o técnica similar) una vez que la tensión sobrepase el umbral definido por V_{max} , debiendo eliminarse el bloqueo durante los 100 ms posteriores a volver por debajo de dicho umbral durante la recuperación. Además, se permitirá la inyección nula de corriente a red durante el bloqueo.

2.1.5. Requisitos de restablecimiento

a) Reconexión tras perturbación

Si tras una perturbación en la red el módulo de parque eléctrico es desconectado de forma accidental, este podrá reconectarse a la red siempre que sus variables de tensión y frecuencia se encuentren dentro de los siguientes rangos:

- Frecuencia: 47.5 – 51.5 Hz, durante un tiempo ajustable.
- Tensión: 0.9 – 1.1 p.u.

En última instancia, el procedimiento de operación 1.6 regulará y determinará el procedimiento y los rangos prácticos para esta capacidad técnica.

b) Arranque autónomo

El módulo de parque eléctrico podrá tener capacidad de arranque autónomo mediante la cual será capaz de aumentar de forma progresiva su entrega de potencia hasta alcanzar una situación de operación estable, en menos de 15 minutos. Para proporcionar esta

capacidad podrá contar con medios auxiliares propios, tales como baterías, grupos diésel, entre otros. Además, deberá indicar su capacidad para permanecer conectado y operando de forma estable tras una pérdida brusca de carga en la red, alimentando sus consumos propios; así como de su capacidad de funcionamiento en isla y de la capacidad de arranques consecutivos que es capaz de realizar en un intervalo de tiempo concreto [82].

c) Capacidad de resincronización rápida

Una vez transcurrida la transición a operación en modo aislado, alimentando consumos propios, el módulo deberá permanecer en ese estado durante un tiempo mínimo de 4 horas, siempre que el recurso lo permita. No obstante, se podrá acordar un tiempo mínimo de funcionamiento diferente con el operador del sistema.

2.2. Requerimientos genéricos de ESO para la operación de generadores *grid-forming*

En este subapartado se recogen aquellos requerimientos de operación formulados por el operador del sistema eléctrico británico (National grid ESO) y publicados en [83] para la adecuada integración de generadores *grid-forming* en el sistema. El motivo por el que se escogen las propuestas de este operador es debido a su pionera implementación de medidas, motivadas a facilitar la integración de tecnologías de generación basadas en electrónica de potencia, nacidas de la necesidad de reforzar un sistema eléctrico débilmente interconectado y con alta penetración de generación eólica; como sucede con la red eléctrica británica. De hecho, en [84], el organismo europeo ENTSOE muestra una previsión sobre la disponibilidad de inercia física durante las dos próximas décadas en las cuatro áreas más significativas del sistema eléctrico europeo (Irlanda, Reino Unido, Europa continental y sistema nórdico). En este estudio se puede observar que las previsiones para Reino Unido e Irlanda incluyen reducciones mucho más severas de inercia física en comparación con el resto de las áreas síncronas, incluso para los escenarios más optimistas. Fig.2.9 muestra una comparativa de estas previsiones. De esta forma, el escenario al que se enfrenta el operador británico es más desafiante y, en este, las capacidades de los generadores *grid-forming* son de vital importancia para mitigar los efectos de la transición a un sistema renovable.

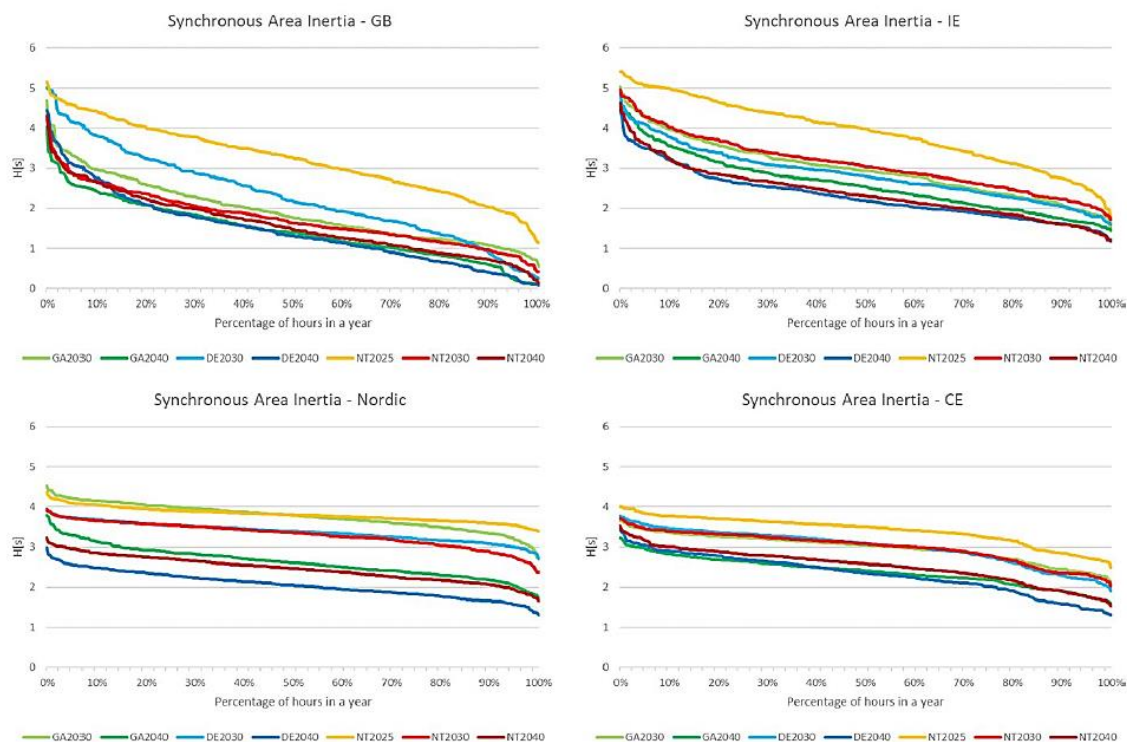


Fig.2.9. Predicciones sobre la evolución de la disponibilidad de inercia hasta el año 2040 bajo diferentes escenarios para cuatro áreas síncronas europeas [84].

Es importante mencionar que estos requerimientos fueron formulados sin pretensión de sustituir los códigos de red vigentes en dicho sistema. No obstante, se han considerado de elevada relevancia tanto por los motivos indicados anteriormente como por la profundidad de los estudios realizados para su elaboración.

El operador británico define en [85] los siguientes términos relacionados con la característica *grid-forming*:

- Capacidad *grid-forming*: se refiere (aunque no exclusivamente) a la capacidad de cualquier planta o dispositivo (incluyendo cargas inteligentes) cuya potencia activa suministrada es directamente proporcional a la diferencia entre el módulo y la fase de su fuente de tensión interna y el módulo y fase de la tensión en el punto de conexión a red, así como al seno del ángulo de carga.
- Fuente de tensión interna: en un GS este término hace referencia a la f.e.m inducida en el estátor como consecuencia de la rotación del campo magnético creado en el rotor. En un convertidor *grid-forming*, se refiere a la componente giratoria fundamental de la onda de tensión creada, la cual gira de forma síncrona con la frecuencia del sistema en condiciones normales. En el caso de convertidores *grid-*

forming, debe haber una impedancia (física, no solo virtual) entre la fuente de tensión interna y el punto de conexión a red.

De esta forma, un generador *grid-forming* se entiende como una fuente de tensión detrás de una impedancia física, el cual debe incluir una parte de su control que permita que la potencia activa responda ante cambios en la red. Además, se indica que el control deberá tener un ancho de banda inferior a 5 Hz para evitar problemas de resonancias con la red de CA, basado en [73]. A su vez, también se desaconseja el empleo de PLLs de rápida actuación, lazos rápidos de control de las componentes de corriente y técnicas de control basadas en impedancias virtuales demasiado rápidas; o similares. Por último, se indica que el empleo de técnicas de impedancia virtual en un control *grid-forming* puede ayudar a:

- Amortiguar las componentes CC de los modos de la red, gracias a la parte resistiva de la impedancia virtual.
- Limitar las corrientes de cortocircuito, buscando evitar la transición a modo *grid-following* durante la falta debido a los limitadores de corriente tradicionales.

No obstante, debe prestarse especial atención a la hora de escoger los parámetros de la impedancia virtual, en especial de la parte imaginaria, dado que ésta modificará los modos de la red y puede provocar interacciones negativas entre el generador *grid-forming* y el sistema. Esto sucede con mayor gravedad en redes débiles.

En este documento también se sugieren algunas de las características principales que debe poseer un modelo de generador *grid-forming* operando bajo condiciones normales:

- Mantener la tensión interna en caso de perturbaciones en la red, tal como lo haría una fuente de tensión real tras una impedancia.
- Proveer de respuesta en potencia activa ante un salto de fase con un tiempo de respuesta definido por la constante de tiempo de la impedancia entre la tensión interna del generador y la red.
- Proveer de respuesta inercial determinada por la inercia sintética escogida (H) y que sea igual o similar a la de un GS con el mismo valor de inercia.

- Proveer de respuesta en frecuencia ante un desvío de frecuencia en la red, determinada por el algoritmo de control implementado y en un segundo posterior a la aparición del evento.
- Proveer de amortiguamiento de oscilaciones de potencia con un factor de amortiguamiento superior a 1.
- Ser capaz de superar el evento de frecuencia más severo recogido en [86] que comienza en 50 Hz aplicando un RoCoF 2 Hz/s hasta 52 Hz y bajar inmediatamente a 50 Hz con un RoCoF de -2 Hz/s; posteriormente se aplica de nuevo un RoCoF de -2 Hz/s hasta 47 Hz para volver a subir a 50 Hz con un RoCoF de 2 Hz/s.
- Indicar un valor bien definido de impedancia transitoria.

El operador del sistema británico considera los siguientes ensayos como requerimientos para demostrar las capacidades *grid-forming* de una planta:

- Capacidad de control de potencia reactiva (incluso fuera del rango de operación de tensión).
- Capacidad de control de tensión.
- Capacidad de control de potencia activa.
- Entrega de potencia activa ante disminución de frecuencia en el sistema.
- Respuesta en frecuencia (limitada y sin limitar).
- Amortiguamiento de LFOs y sintonización de los amortiguadores tipo PSS.
- Operación en falta e inyección rápida de corriente.

También se consideran las siguientes pruebas adicionales:

- Respuesta ante RoCoF. Se propone probar con valores de hasta ± 2 Hz/s.
- Respuesta ante salto de fase. Se propone probar la respuesta ante diferentes magnitudes de salto de fase, llegando hasta 60° , en base a [87].
- Amortiguamiento de oscilaciones de potencia activa. Entendida como una capacidad inherente de los generadores *grid-forming*, que proveerán de forma natural con un tiempo de respuesta inferior a 5 ms.

Con el estudio realizado, el operador británico realizar estas sugerencias principales para modificaciones de los códigos de red:

1. Se proponen los modos de operación *normal* y transitorio (*withstand*) para reflejar las condiciones de operación de las plantas *grid-forming*. Se operará en modo *normal* cuando no se alcancen las limitaciones del control/máquina, se pasa a *withstand* cuando:
 - Salto de fase superior a un valor determinado según la zona, ante esta perturbación, el generador *grid-forming* debe permanecer conectado, únicamente.
 - RoCoF superior a +/- 1 Hz/s
 - Cortocircuito. En operación en cortocircuito se recomienda permanecer operando en modo *grid-forming* durante cortocircuitos que causen caídas de tensión por debajo de los límites de operación normal a menos que la limitación de corriente sea necesaria para proteger algún elemento de la planta.
2. Durante operación en modo *normal*, el ancho de banda del control quedará limitado a 5 Hz (o 31.42 rad/s). Esta restricción no aplicará cuando se opere en modo *withstand*.
3. Ante un evento en la red, las plantas que operen en modo *grid-forming* en operación normal deberían proveer una respuesta natural durante el mayor tiempo posible, en lugar de pasar a modo *grid-following* para cumplir con la inyección rápida de corriente.
4. En los ensayos de salto de fase realizados, se llegará hasta una magnitud de 60 ° en el salto de fase realizado. Se escoge este valor dado que se considera alcanzable durante las maniobras de interruptores en la red. Además, se demuestra en los ensayos realizados que los inversores pueden presentar problemas de desconexión para saltos de fase alrededor de 50 °.

CAPÍTULO 3. MODELO DE GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO

En este capítulo, primero se indican y desarrollan las ecuaciones dinámicas del GADA hasta llegar a una formulación en función del flujo del rotor de esta máquina, tomando los flujos de la máquina como variables de estado, con el objetivo de justificar y demostrar la viabilidad del principio del control propuesto en esta tesis. En segundo lugar, se utilizará la formulación obtenida para realizar una equivalencia entre el funcionamiento del GADA implementando el control propuesto con respecto a un GS convencional, en la forma de una fuente de tensión tras una impedancia que, a su vez, es una de las características principales de un generador *grid-forming*. Por último, se describe el comportamiento del GADA durante el transitorio tras una perturbación en la red, analizando la evolución del flujo magnético de la máquina durante este transitorio.

3.1. Ecuaciones dinámicas del GADA en función del flujo del estator y del rotor

En este apartado se presentan las ecuaciones dinámicas del GADA, a partir de las cuales se obtendrá un modelo equivalente de esta máquina en función del flujo magnético del estator y del rotor, siendo esta última la variable de control en el control *grid-forming* propuesto en esta tesis. Las variables y los parámetros correspondientes que aparecen en las ecuaciones están referidos al estator.

La ecuación dinámica del estator de una máquina de inducción en un sistema de referencia giratorio rotando a una velocidad ω respecto a un sistema de referencia estático tiene la siguiente forma:

$$\vec{v}_s = -R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\lambda}_s}{dt} + j\omega \vec{\lambda}_s \quad (3.1)$$

donde \vec{v}_s y $\vec{\lambda}_s$ son los vectores de tensión y flujo del estator, respectivamente; \vec{i}_s es el vector de corriente del estator, R_s es la resistencia por fase del devanado del estator y ω es la velocidad de rotación del sistema de referencia. Se tomará criterio generador para la medida de las corrientes del estator, es decir, se tomará como referencia corriente positiva aquella que sale del estator del GADA hacia la red. La ecuación dinámica del rotor se obtiene procediendo de forma análoga como:

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\lambda}_r}{dt} + j(\omega - \omega_r) \vec{\lambda}_r \quad (3.2)$$

siendo ahora los vectores de tensión y flujo, \vec{v}_r y $\vec{\lambda}_r$, pertenecientes al rotor de la máquina; \vec{i}_r es el vector de corriente del rotor y ω_r la velocidad eléctrica de rotación del rotor. A diferencia del estator, se toma criterio motor para la medida de la corriente del rotor. La relación entre los flujos de la máquina, $\vec{\lambda}_r$ y $\vec{\lambda}_s$, y las corrientes, \vec{i}_r y \vec{i}_s , se establece a través de las inductancias de la máquina, L_s , L_r y L_m ; sin considerar saturación magnética:

$$\vec{\lambda}_s = -L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r \quad (3.3)$$

$$\vec{\lambda}_r = -L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r \quad (3.4)$$

donde L_s es la inductancia total del estator, calculada como la suma de la inductancia de magnetización, L_m , y la inductancia de dispersión del estator, $L_{\sigma s}$; L_r es la inductancia total del rotor definida de forma análoga, siendo:

$$L_s = L_m + L_{\sigma s} \quad (3.5)$$

$$L_r = L_m + L_{\sigma r}. \quad (3.6)$$

A partir de (3.3) y (3.4), se obtienen los vectores de las corrientes de estator y rotor en función de los flujos de la máquina:

$$\vec{i}_s = \frac{-1}{\sigma L_s} \left(\vec{\lambda}_s - \frac{L_m}{L_r} \vec{\lambda}_r \right) \quad (3.7)$$

$$\vec{i}_r = \frac{1}{\sigma L_r} \left(\vec{\lambda}_r - \frac{L_m}{L_s} \vec{\lambda}_s \right) \quad (3.8)$$

donde σ es un coeficiente de dispersión, definido como:

$$\sigma = 1 - \left(\frac{L_m^2}{L_r L_s} \right). \quad (3.9)$$

Si las expresiones (3.7) y (3.8) se introducen en (3.1) y (3.2), respectivamente, se obtienen las ecuaciones dinámicas de estator y rotor del GADA en función de los flujos de la máquina como variables de estado y de las tensiones de estator y rotor como entradas, resultando las siguientes expresiones:

$$\vec{v}_s = \frac{1}{T_s} \left(\vec{\lambda}_s - \frac{L_m}{L_r} \vec{\lambda}_r \right) + \frac{d\vec{\lambda}_s}{dt} + j\omega \vec{\lambda}_s \quad (3.10)$$

$$\vec{v}_r = \frac{1}{T_r} \left(\vec{\lambda}_r - \frac{L_m}{L_s} \vec{\lambda}_s \right) + \frac{d\vec{\lambda}_r}{dt} + j(\omega - \omega_r) \vec{\lambda}_r \quad (3.11)$$

donde T_s y T_r son las constantes de tiempo de estátor y rotor, aquí definidas como:

$$T_s = \sigma \frac{L_s}{R_s} \quad (3.12)$$

$$T_r = \sigma \frac{L_r}{R_r}. \quad (3.13)$$

Tras reagrupar los términos en (3.10) y (3.11), y escogiendo la velocidad angular del sistema de referencia igual a la velocidad angular de la tensión de la red (velocidad de sincronismo, ω_s), dichas expresiones quedan de la siguiente forma:

$$\frac{d\vec{\lambda}_s}{dt} = - \left(\frac{1}{T_s} + j\omega_s \right) \vec{\lambda}_s + \frac{L_m}{T_s L_r} \vec{\lambda}_r + \vec{v}_s \quad (3.14)$$

$$\frac{d\vec{\lambda}_r}{dt} = - \left(\frac{1}{T_r} + js\omega_s \right) \vec{\lambda}_r + \frac{L_m}{T_r L_s} \vec{\lambda}_s + \vec{v}_r \quad (3.15)$$

donde s es el deslizamiento de la máquina. De esta forma, s se define como:

$$s = \frac{(\omega_s - \omega_r)}{\omega_s}. \quad (3.16)$$

A continuación, se emplearán estas expresiones para transformar las ecuaciones analíticas de la máquina que constituyen su espacio de estados.

3.1.1. Expresiones de par electromagnético, potencia activa y potencia reactiva en función del flujo del rotor

En este subapartado se presentan las expresiones relacionadas con la potencia intercambiada del GADA por el devanado del estátor y su relación con el fasor del flujo del rotor. La potencia aparente que fluye por el estátor de la máquina en función de los vectores de tensión y corriente del estátor es igual a:

$$\vec{S}_s = P_s + jQ_s = \frac{3}{2} \vec{v}_s (\vec{i}_s)^* \quad (3.17)$$

donde el operador $()^*$ denota conjugado complejo del fasor dentro del paréntesis.

Despreciando la caída de tensión en la resistencia del estátor en (3.1), dado que normalmente representa diferencias inferiores al 1 %, la tensión del estátor en régimen permanente se puede aproximar de la siguiente forma en un sistema de referencia síncrono:

$$\vec{v}_s \approx j\omega_s \vec{\lambda}_s. \quad (3.18)$$

De esta forma, y recordando que la potencia activa es la parte real de la potencia aparente, mientras que la potencia reactiva corresponde a su parte imaginaria, las expresiones de las potencias activa y reactiva intercambiadas por el estátor de la máquina quedan de la siguiente forma:

$$P_s = R_e \left\{ \frac{3}{2} (j\omega_s \vec{\lambda}_s) (\vec{i}_s)^* \right\} = \frac{3}{2} \omega_s I_m \left\{ (\vec{\lambda}_s)^* \vec{i}_s \right\} \quad (3.19)$$

$$Q_s = I_m \left\{ \frac{3}{2} (j\omega_s \vec{\lambda}_s) (\vec{i}_s)^* \right\} = \frac{3}{2} \omega_s R_e \left\{ \vec{\lambda}_s (\vec{i}_s)^* \right\}. \quad (3.20)$$

Si se desprecian la resistencia del estátor y las pérdidas mecánicas, la potencia activa del estátor de la máquina se puede identificar con la potencia del entrehierro. De esta forma, el par electromagnético de la máquina, T_e , se puede aproximar como:

$$T_e \left(\frac{\omega_r}{p} \right) = P_{mec} \approx P_s + P_r = P_s (1 - s) \quad (3.21)$$

donde p es el número de pares de polos de la máquina, P_{mec} es la potencia mecánica del eje; y P_r es la potencia activa que circula por el rotor, igual a $-sP_s$ cuando se desprecian las pérdidas en el cobre [19]. De acuerdo con (3.19) y (3.21), el par electromagnético se puede expresar entonces de la siguiente forma:

$$T_e = \frac{3}{2} p I_m \left\{ (\vec{\lambda}_s)^* \vec{i}_s \right\} \quad (3.22)$$

Con el objetivo de encontrar una expresión del par electromagnético en función del flujo del rotor, el término $(\vec{\lambda}_s)^* \vec{i}_s$ puede reformularse sustituyendo la corriente del estátor por su equivalencia en función de los flujos de la máquina, indicada en (3.7), de la siguiente forma:

$$(\vec{\lambda}_s)^* \vec{i}_s = \frac{-1}{\sigma L_s} \left(\lambda_s^2 - \frac{L_m}{L_r} (\vec{\lambda}_s)^* \vec{\lambda}_r \right). \quad (3.23)$$

Introduciendo esta formulación en (3.22) obtenemos una nueva expresión del par electromagnético en función de los flujos de la máquina:

$$T_e = \frac{3}{2} p \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \right) I_m \{ (\vec{\lambda}_s)^* \vec{\lambda}_r \} \quad (3.24)$$

pudiéndose desarrollar como:

$$T_e = \frac{3}{2} p \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \right) \lambda_s \lambda_r \sin \delta. \quad (3.25)$$

donde λ_s y λ_r son los módulos de los fasores de los flujos de estátor y rotor, respectivamente; y δ es el ángulo conocido como ángulo de carga. Análogamente, la ecuación (3.19) puede expresarse como:

$$P_s = \frac{3}{2} \omega_s \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \right) \lambda_s \lambda_r \sin \delta \quad (3.26)$$

De forma similar, se busca llegar a una expresión de la potencia reactiva en función del flujo del rotor. De la ecuación (3.20), y teniendo en cuenta la relación entre las corrientes y los flujos de la máquina indicada en (3.7), el término $\vec{\lambda}_s (\vec{i}_s)^*$ puede escribirse como:

$$\vec{\lambda}_s (\vec{i}_s)^* = \frac{-1}{\sigma L_s} \left(\lambda_s^2 - \frac{L_m}{L_r} \vec{\lambda}_s (\vec{\lambda}_r)^* \right) \quad (3.27)$$

quedando la potencia reactiva expresada de la siguiente manera:

$$Q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{\omega_s}{\sigma L_s} \right) \left(\frac{L_m}{L_r} R_e \{ \vec{\lambda}_s (\vec{\lambda}_r)^* \} - \lambda_s^2 \right). \quad (3.28)$$

Pudiéndose obtener la expresión de la potencia reactiva en función de los flujos de la máquina tras operar y reordenar los términos:

$$Q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{\omega_s}{\sigma L_s} \right) \lambda_s \left(\frac{L_m}{L_r} \lambda_r \cos \delta - \lambda_s \right). \quad (3.29)$$

Identificando las expresiones (3.26) y (3.29) con las expresiones de transmisión de potencias activa y reactiva entre dos fuentes de tensión (de tensiones \vec{E}_1 y \vec{E}_2 formando un ángulo δ') separadas por una reactancia X [63]:

$$P_1 = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta' \quad (3.30)$$

$$Q_1 = \frac{E_1 E_2 \cos \delta' - E_1^2}{X} \quad (3.31)$$

se puede definir una expresión para una fuente de tensión interna, o f.e.m, del GADA de la siguiente forma:

$$\vec{e}_s = j\omega_s \frac{L_m}{L_r} \vec{\lambda}_r \quad (3.32)$$

que, en régimen permanente, también puede expresarse en función del fasor de tensión del rotor, obviando la resistencia del estátor en (3.2), resultando:

$$\vec{e}_s \approx \frac{L_m}{L_r} \left(\frac{\vec{v}_r}{s} \right) \quad (3.33)$$

Por último, introduciendo esta definición en las expresiones (3.26) y (3.29), pueden reescribirse de la siguiente manera:

$$P_s = \frac{3}{2} \left(\frac{v_s}{\sigma X_s} \right) e_s \sin \delta \quad (3.34)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \left(\frac{v_s}{\sigma X_s} \right) (e_s \cos \delta - v_s) \quad (3.35)$$

donde $X_s = L_s \omega_s$ y teniendo en cuenta la aproximación que relaciona directamente el flujo con la tensión en el estátor, mostrada en (3.18).

Estas expresiones son, por tanto, análogas a la formulación clásica [63] para el intercambio de potencia activa y reactiva cuando se conecta un GS a un bus de potencia infinita. En este caso, la reactancia interna del GADA es $X'_s = \sigma X_s$, mientras que en el modelo clásico del GS (en régimen permanente) es la reactancia síncrona, X_s [63].

En (3.34) se observa la dependencia de la potencia activa con el ángulo de carga, δ , definido como el ángulo entre los fasores de flujo de estátor y rotor de la máquina. Más adelante, se podrá observar que, controlando la orientación del flujo del rotor, se aprovecha esta dependencia para el control de la potencia activa en el sistema de control propuesto. Por otro lado, en (3.35) se observa que la potencia reactiva es controlable a través del módulo de la f.e.m, e_s , proporcional al módulo del flujo del rotor, λ_r , según como se define en (3.32). De forma similar al GS, existirán dos modos de funcionamiento para el GADA: subexcitado y sobreexcitado. En el modo de funcionamiento subexcitado, el flujo del rotor se reduce hasta que el GADA pasa a absorber potencia reactiva de la red, esto es, $e_s \cos \delta - v_s < 0$ y $Q_s < 0$; por otro lado, en el modo de funcionamiento sobreexcitado el flujo del rotor se incrementa hasta hacer que la máquina exporte potencia reactiva a la red, haciendo $e_s \cos \delta - v_s > 0$ y $Q_s > 0$. De esta forma, se demuestra que

el control del módulo del fasor del flujo del rotor permite un control directo de la potencia reactiva intercambiada entre la máquina y la red, así como, de forma indirecta, del nivel de tensión.

3.2. Circuito equivalente del GADA

En este subapartado se presenta el modelo equivalente del GADA en régimen permanente en la forma de una f.e.m o fuente de tensión interna tras una impedancia. Para obtener este modelo, se empleará la definición de f.e.m interna en función del flujo del rotor, indicada en (3.32).

En régimen permanente, la ecuación dinámica del estator del GADA indicada en (3.1), referida a un sistema de referencia síncrono que gira con una velocidad de rotación ω_s (síncrono), queda de la siguiente forma:

$$\vec{v}_s = -R_s \vec{i}_s + j\omega_s \vec{\lambda}_s. \quad (3.36)$$

Si en la ecuación previa el vector de flujo del estator, $\vec{\lambda}_s$, es expresado en función del vector del flujo del rotor, $\vec{\lambda}_r$, y del vector de corriente del estator, \vec{i}_s , según la relación (3.7), despejada de la siguiente manera:

$$\vec{\lambda}_s = -\sigma L_s \vec{i}_s + \frac{L_m}{L_r} \vec{\lambda}_r \quad (3.37)$$

entonces se obtiene la siguiente ecuación:

$$\vec{v}_s = -(R_s + j\sigma X_s) \vec{i}_s + j\omega_s \frac{L_m}{L_r} \vec{\lambda}_r. \quad (3.38)$$

Teniendo ahora en cuenta la definición de la f.e.m interna del GADA expresada en (3.32), la ecuación eléctrica del estator puede expresarse en la forma de una fuente de tensión tras una impedancia, identificando la f.e.m interna con el último término, de la siguiente forma:

$$\vec{v}_s = -(R_s + j\sigma X_s) \vec{i}_s + \vec{e}_s. \quad (3.39)$$

Así, el circuito equivalente del GADA se obtiene de forma directa por identificación de cada término en la ecuación previa, quedando tal como se muestra en Fig.3.1.

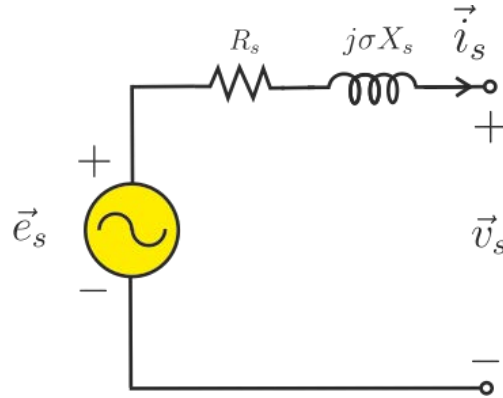


Fig.3.1. Circuito eléctrico equivalente del GADA empleando \vec{e}_s como fuente de tensión interna.

Este circuito eléctrico equivalente es similar al circuito equivalente de un GS en régimen permanente, como se deduce en [63], en el cual la tensión de excitación, referida al estátor, puede considerarse como la f.e.m; mientras que en el GADA depende del fasor de flujo del rotor o, en régimen permanente, del fasor de tensión del rotor como se muestra en (3.33). Por otro lado, la reactancia σX_s ocupa en el modelo del GADA la función de la reactancia síncrona en el modelo de un GS; con la diferencia de que, en el GADA, σX_s suele tomar valores inferiores a esta última, cercana a 1 p.u. Esto hace que la entrega de potencia activa y reactiva del GADA sea más sensible a las variaciones de su ángulo de carga y de su tensión interna, de acuerdo con (3.34) y (3.35).

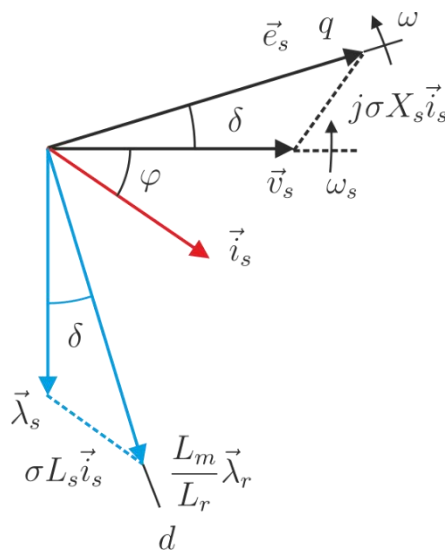


Fig.3.2. Diagrama vectorial del GADA en régimen permanente.

En un GS, el valor de la f.e.m depende de la corriente de excitación, que a su vez genera el flujo del rotor. Lo mismo sucede en el GADA, como se muestra en (3.32). En esta máquina, la f.e.m depende igualmente del flujo del rotor, el cual es controlado

directamente por medio de la tensión aplicada en los propios terminales del rotor, de acuerdo con (3.11).

En Fig.3.2 se presenta el diagrama vectorial del GADA. Los ejes d y q son los ejes síncronos que determinan el sistema de referencia, rotando a ω_s . El vector de tensión del estátor, \vec{v}_s , se toma como referencia de fase y se puede apreciar que el vector de corriente del estátor, \vec{i}_s , está retrasado un ángulo φ ; esto significa que el GADA está entregando potencia reactiva a la red a través del estátor. En régimen permanente, el vector de flujo del estátor, $\vec{\lambda}_s$, está retrasado un ángulo ligeramente distinto de 90° con el fasor de referencia, esta ligera desviación sobre cuadratura es debido a la resistencia del estátor, de acuerdo con (3.1). El vector de flujo del rotor, $\vec{\lambda}_r$, se calcula a partir de (3.7), de la siguiente manera:

$$\vec{\lambda}_r = \frac{L_r}{L_m} (\vec{\lambda}_s + \sigma L_s \vec{i}_s) \quad (3.40)$$

el cual, como se muestra en el diagrama vectorial, adelanta al flujo del estátor con un ángulo δ , el ángulo de carga, y posee un módulo superior al flujo del estátor [$(L_m/L_r)\lambda_r > \lambda_s$], motivo por el que en este ejemplo se estaría inyectando potencia reactiva a la red por el estátor, siguiendo (3.29), suponiendo $\cos\delta \approx 1$. De acuerdo con (3.32), la f.e.m del estátor, \vec{e}_s , se encuentra 90° por delante del flujo del rotor y forma el mismo ángulo δ con el fasor de tensión del estátor.

Como se puede observar, el eje d se encuentra alineado con el vector del flujo del rotor, $\vec{\lambda}_r$, y el eje q con la f.e.m, \vec{e}_s , al igual que sucede en un GS [63]. En un GS, la corriente de excitación genera un flujo en el rotor en el eje directo, con su f.e.m en cuadratura. Lo mismo puede decirse para el caso del GADA, tal como se muestra en Fig.3.2. Sin embargo, en un GS esto sucede por definición de los ejes síncronos; mientras que en un GADA la posición de los ejes síncronos viene dada por la estrategia de sincronización, pudiendo ser el flujo del rotor controlado para hacerlo coincidente con uno de estos ejes. De esta forma, cuando se mantiene el flujo del rotor orientado a los ejes síncronos, la analogía del GADA con un GS es total.

3.3. Comportamiento del GADA ante perturbaciones en la red

En este subapartado se va a describir el comportamiento del GADA ante perturbaciones de tensión en la red, tanto equilibradas como desequilibradas, a fin de presentar lo que es una de las principales problemáticas con respecto al control de esta máquina.

Las perturbaciones de tensión en la red son unas de las incidencias más comunes en los sistemas eléctricos, llegando a repetirse varias veces al año incluso en sistemas eléctricos fuertes, y siendo más frecuentes y severas en sistemas eléctricos más débiles [88]. Estas perturbaciones de tensión pueden ser: sobretensiones o subtensiones, según la tensión sobrepase transitoriamente el límite superior o inferior de operación normal, respectivamente. Los fenómenos de subtensión reciben la denominación de huecos de tensión. Como norma general, un hueco de tensión se define como una disminución brusca del nivel de tensión en un punto del sistema eléctrico por debajo del límite inferior de operación normal que, para nuestro caso, este valor se sitúa en 0.85 p.u., ver TABLA III. Además, esta caída de tensión debe recuperarse rápidamente, entre 10 ms y 1 minuto [89]. Normalmente, estas perturbaciones van acompañadas de variaciones de corriente de elevada magnitud.

Los huecos de tensión en sistemas trifásicos pueden clasificarse en dos grupos según la evolución del nivel de tensión en las fases afectadas:

- Huecos simétricos, trifásicos o equilibrados: cuando las tensiones de todas las fases del sistema siguen la misma evolución (o muy similar) durante el hueco y su recuperación. Es el tipo de falta menos común, aunque también el más severo debido a que produce huecos de mayor profundidad.
- Huecos asimétricos o desequilibrados: cuando las tensiones de cada fase evolucionan de forma distinta durante el hueco y su recuperación, de forma que se produce un desequilibrio. Estas son las faltas más comunes, y normalmente menos severas, aunque provocan la aparición de la componente inversa de la tensión. Pueden ser monofásicos, cuando hay únicamente una fase afectada; o bifásicos, cuando afecta a dos fases.

Para facilitar el estudio de sistemas eléctricos polifásicos desequilibrados se aplica el teorema de *Fortescue*. Este teorema indica que cualquier sistema polifásico, \vec{V} , puede expresarse como la suma de tres sistemas independientes:

$$\vec{V} = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_o \quad (3.41)$$

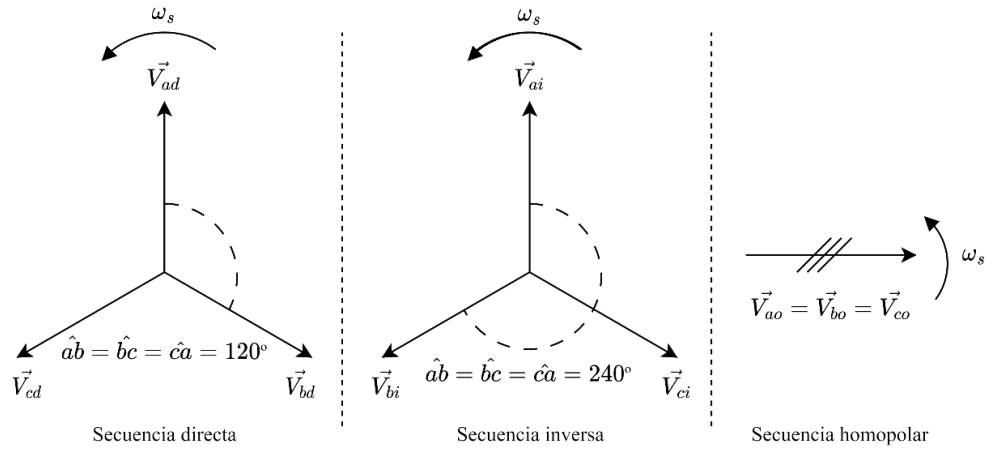


Fig.3.3. Ejemplos de los vectores de fase de cada secuencia en un sistema trifásico desequilibrado.

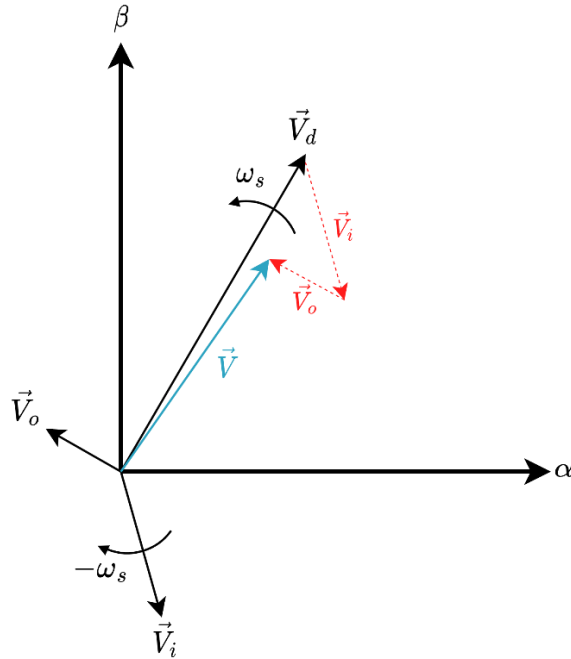


Fig.3.4. Diagrama vectorial en un sistema de referencia estático de los fasores de campo de cada secuencia componiendo el fasor del campo de un sistema desequilibrado.

- Sistema en secuencia directa, \vec{V}_d : este sistema lo componen unos fasores que mantienen el mismo desfase entre ellos que los del sistema equilibrado original y giran en sentido directo y a la frecuencia nominal del sistema. Como consecuencia, generan un campo giratorio que rota a la frecuencia nominal en el sentido directo del sistema¹.

¹ Suponiendo que no hay desvíos de frecuencia en el sistema, como referencia para el sentido normal de rotación del sistema se puede tomar el sentido de giro de uno de los generadores síncronos del sistema.

- Sistema en secuencia inversa, \vec{V}_i : este sistema lo componen unos fasores que mantienen un desfase entre ellos opuesto a los del sistema equilibrado original y giran en sentido inverso y frecuencia nominal del sistema. Como consecuencia, generan un campo giratorio que rota en sentido inverso, pero con la misma frecuencia.
- Sistema homopolar, \vec{V}_0 : este sistema lo componen unos fasores coincidentes, esto es, con un desfase entre ellos nulo. Como consecuencia, se origina un campo que no rota.

En Fig.3.3 y Fig.3.4 se observa un ejemplo gráfico de descomposición de un sistema desequilibrado en sus tres componentes de secuencia correspondientes. En Fig.3.3 se muestran los vectores de fase en cada uno de los tres sistemas de secuencia, mientras que en Fig.3.4 se muestran los fasores trifásicos de campo de cada secuencia componiendo el fasor trifásico del sistema en un sistema de referencia estático.

De esta forma, durante un hueco desequilibrado el fasor de tensión del estátor del GADA, \vec{v}_s , puede expresarse siguiendo (3.41), resultando:

$$\vec{v}_s = \vec{v}_{sd} + \vec{v}_{si} + \vec{v}_{so}. \quad (3.42)$$

donde \vec{v}_{sd} , \vec{v}_{si} y \vec{v}_{so} son las componentes de secuencia directa, inversa y homopolar del fasor de tensión del estátor, respectivamente. A la hora de determinar las secuencias de los flujos magnéticos, la componente de secuencia homopolar de tensión del estátor se considera despreciable, ya que, al producir un fasor estacionario, no induce ningún flujo magnético giratorio en la máquina. Teniendo en cuenta la relación entre la tensión del estátor y el flujo del estátor en régimen permanente indicada en (3.18), el flujo del estátor se podrá descomponer igualmente en sus componentes directa, $\vec{\lambda}_{sd}$, e inversa, $\vec{\lambda}_{si}$, de la siguiente forma:

$$\vec{\lambda}_s = \vec{\lambda}_{sd} + \vec{\lambda}_{si} = \frac{\vec{v}_{sd}}{j\omega_s} + \frac{\vec{v}_{si}}{-j\omega_s}. \quad (3.43)$$

No obstante, dado que los flujos de la máquina son variables de estado, no pueden sufrir discontinuidades en su evolución, sino que deben mantener una derivada finita. Dicho de otra forma, los fasores del flujo magnético total, $\vec{\lambda}_s$, en los instantes inmediatamente anterior y posterior a la aparición del hueco deben coincidir. Llamando \vec{v}_{s1} al fasor de tensión del estátor antes del hueco y \vec{v}_{s2} al fasor de tensión del estátor después del hueco, si el hueco desequilibrado sucede en un instante t_0 :

$$\vec{\lambda}_s(t < t_0) = \frac{\vec{v}_{s1}}{j\omega_s} \quad (3.44)$$

$$\vec{\lambda}_s(t \geq t_0) = \frac{\vec{v}_{s2d}}{j\omega_s} + \frac{\vec{v}_{s2i}}{-j\omega_s} + \lambda_0 e^{-j\omega_s t + \theta_{n0}} = \vec{\lambda}_{sd} + \vec{\lambda}_{si} + \vec{\lambda}_{sn} \quad (3.45)$$

siendo \vec{v}_{s2d} y \vec{v}_{s2i} las componentes de secuencia directa e inversa del fasor de tensión del estátor tras la aparición del hueco, respectivamente; $\vec{\lambda}_{sn}$ es conocido como flujo natural o libre; y θ_{n0} es la fase inicial del fasor del flujo natural respecto al sistema de referencia síncrono. Además, se cumple que:

$$\vec{\lambda}_s(t_0^+) = \vec{\lambda}_s(t_0^-) \quad (3.46)$$

donde en (3.44) se indica que la tensión antes del hueco es trifásica y equilibrada, por lo que solo presenta componente de secuencia directa, $\vec{v}_{s1} = \vec{v}_{sd1}$.

La ecuación (3.45) es la solución de la ecuación diferencial (3.1), tras ignorar en esta última la resistencia del estátor y, por tanto, la influencia de la corriente estática. Los dos primeros términos tras el igual representan el flujo creado por las componentes de secuencia directa e inversa de la tensión durante el hueco. Mientras que el flujo natural surge como solución homogénea. Este flujo natural aparece para garantizar la conservación del flujo magnético tras la aparición del hueco, y su valor inicial puede calcularse introduciendo (3.46) en (3.45):

$$\vec{\lambda}_{sn}(t_0^+) = \vec{\lambda}_s(t_0^-) - \vec{\lambda}_{sd}(t_0^+) - \vec{\lambda}_{si}(t_0^+) \quad (3.47)$$

$$\vec{\lambda}_{sn}(t_0^+) = \frac{\vec{v}_{s1}(t_0^-)}{j\omega_s} - \frac{\vec{v}_{s2d}(t_0^+)}{j\omega_s} + \frac{\vec{v}_{s2i}(t_0^+)}{j\omega_s}; \quad (3.48)$$

además, se puede observar en (3.45) que el flujo natural se expresa como un fasor que gira a $-\omega_s$ en el sistema de referencia síncrono escogido, lo que quiere decir que es un fasor fijo en el espacio, esto es, en un sistema de referencia estático (o estático). En Fig.3.5 se muestra un ejemplo donde aparecen los vectores de cada componente del flujo del rotor y sus relaciones, tras la aparición de un hueco desequilibrado, en un sistema de referencia síncrono. Cabe mencionar que, en el caso particular de que los vectores de componente de secuencia directa e inversa tras la aparición del hueco formen con su suma un vector resultante igual al fasor de flujo total antes del hueco, la componente natural del flujo durante el hueco será nula.

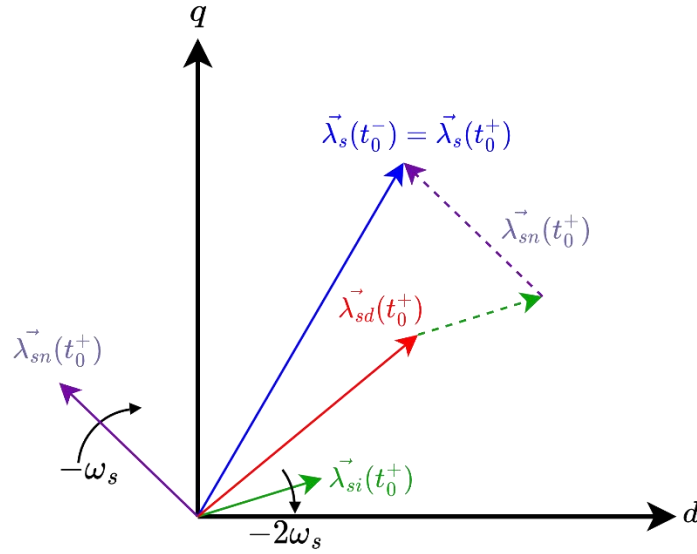


Fig.3.5. Diagrama vectorial con la posición de los vectores sincrónicos de cada componente del flujo magnético del estátor en t_0^+ , tras la aparición de un hueco desequilibrado en t_0 .

Atendiendo ahora a la nueva situación que se plantea tras la aparición del hueco, estas nuevas componentes, inversa y natural, del flujo magnético inducirán sendas componentes de la tensión en el devanado del rotor, ya que se encuentran rotando respecto a él. De estas dos, la que podrá causar efectos más graves es la componente inversa, que se encontrará girando a $-\omega_s - \omega_r$, prácticamente el doble de la velocidad de sincronismo, $2 - s$ p.u., respecto al sistema de referencia del rotor; mientras que el flujo natural girará a $-\omega_r (1 - s)$ p.u. respecto al sistema de referencia del rotor, dado que es un campo estático respecto del estátor. No obstante, la componente natural tiene a atenuarse con el tiempo debido al paso de las corrientes de la máquina por sus propias resistencias, esto se demuestra considerando la resistencia del estátor al resolver la ecuación diferencial (3.1):

$$\vec{\lambda}_s(t \geq t_0) = \frac{\vec{v}_{s2}}{\frac{R_s}{L_s} + j\omega_s} + \lambda_0 e^{-\frac{R_s t}{L_s}} e^{-j\omega_s t + \theta_{n0}} \quad (3.49)$$

con:

$$\frac{R_s}{L_s} + j\omega_s \approx j\omega_s \quad (3.50)$$

pudiéndose simplificar (3.49) de la siguiente forma:

$$\vec{\lambda}_s(t \geq t_0) \approx \frac{\vec{v}_{s2}}{j\omega_s} + \lambda_0 e^{-\left(\frac{R_s t}{L_s} + j\omega_s\right)t + \theta_{n0}} \quad (3.51)$$

donde el primer sumando sigue representando las componentes de flujo directo e inverso inducidas por la tensión del estátor durante el hueco, mientras que el segundo sumando incluye el nuevo término exponencial, $e^{-\frac{R_s t}{L_s}}$, el cual es el encargado de la atenuación del flujo natural con el paso del tiempo. De esta forma, el flujo natural tendrá su magnitud máxima en el primer instante del hueco. Además, como se ha mencionado antes, las componentes inversa y natural del flujo magnético inducirán sendas componentes de tensión en el rotor de la máquina, pudiendo llegar a producir sobretensiones y sobrecorrientes que impidan el correcto funcionamiento del convertidor. No obstante, cuando se analiza el efecto de la corriente del rotor sobre la evolución del flujo de la máquina se observa que puede tener una contribución positiva. Trabajando con (3.1) y (3.3) se llega a la siguiente expresión de la ecuación dinámica del flujo del estátor:

$$\frac{d\vec{\lambda}_s}{dt} = \vec{v}_s - \left(\frac{R_s}{L_s} + j\omega_s \right) \vec{\lambda}_s + R_s \frac{L_m}{L_s} \vec{i}_r. \quad (3.52)$$

Esta ecuación puede aplicarse para cada una de las componentes del flujo del estátor (directa, inversa y natural). En ella, el segundo término es el responsable de que el flujo natural se amortigüe incluso con el rotor en circuito abierto, mientras que el tercer término representa la dependencia del flujo del estátor con el fasor de corriente del rotor. Aquí se pone de manifiesto que, siendo capaces de controlar la corriente del rotor, se puede afectar la evolución del flujo de la máquina. Esto es particularmente útil para acelerar la atenuación de la componente natural del flujo, permitiendo que la sobretensión causada por ella desaparezca más rápidamente y recuperando el control de la máquina lo antes posible.

Uno de los elementos de protección ante huecos de tensión más extendidos para el GADA es el *crowbar*. Un *crowbar* es un dispositivo formado por una serie de resistencias que se conectan a la salida de los terminales del rotor cuya función es evitar que las sobrecorrientes generadas durante un hueco de tensión circulen por el convertidor. Fig.3.6 muestra la situación del *crowbar* en el esquema eléctrico de un aerogenerador tipo 3, cabe aclarar que el *crowbar* se encuentra desconectado en operación normal de la máquina. El efecto positivo que tienen las corrientes de la máquina sobre la atenuación del flujo natural añade una ventaja adicional a la utilización del *crowbar* como elemento de protección del convertidor de lado rotor durante un hueco. Esto es debido a que su conexión durante un hueco permite la circulación de sobrecorrientes por el rotor que,

según el tercer término en (3.52), ayudan a atenuar el flujo natural si sus fasores forman un ángulo mayor de 90° [90]. El objetivo es, por tanto, emplear el *crowbar* durante los primeros instantes tras la aparición del hueco para poder amortiguar rápidamente el flujo natural hasta que se pueda retomar de forma segura el control de la máquina.

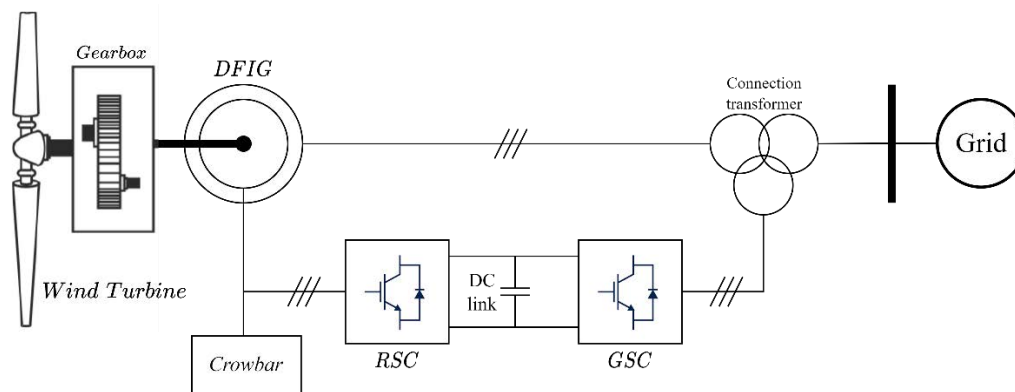


Fig.3.6. Esquema eléctrico de un aerogenerador tipo 3 con *crowbar*.

A continuación, se muestran algunos ejemplos de la evolución del flujo magnético del estátor en un GADA ante diferentes huecos de tensión y con la implementación del *crowbar*. Fig.3.7 se muestra la evolución del flujo del estátor ante un hueco equilibrado total (tensión residual cero), se observa cómo, tras la aparición del hueco, la única componente que queda del flujo es la componente natural, que va atenuándose con el paso del tiempo. También se muestra cómo el *crowbar* ayuda a atenuar más rápidamente esta componente. En Fig.3.8 se muestra la evolución del flujo del estátor ante un hueco monofásico, en la figura se señalan las tres componentes del flujo, directa, inversa y natural, que pueden observarse en esta simulación.

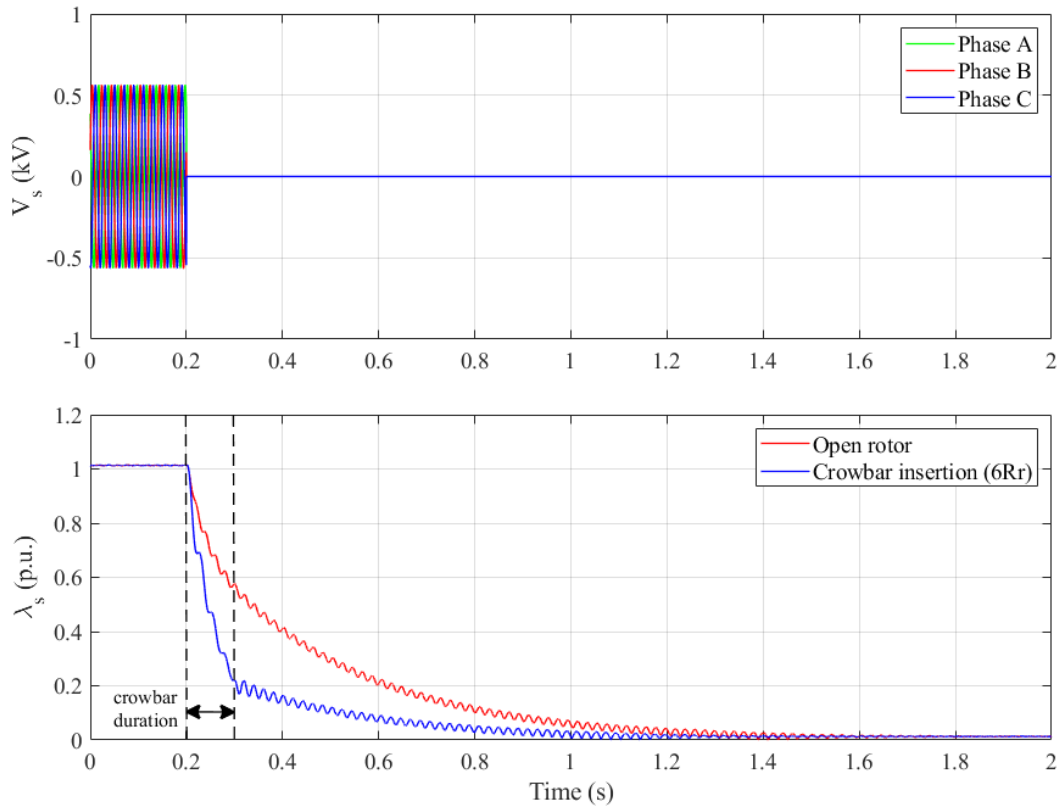


Fig.3.7. Evolución del flujo del estátor del GADA ante un hueco trifásico equilibrado con y sin *crowbar*.

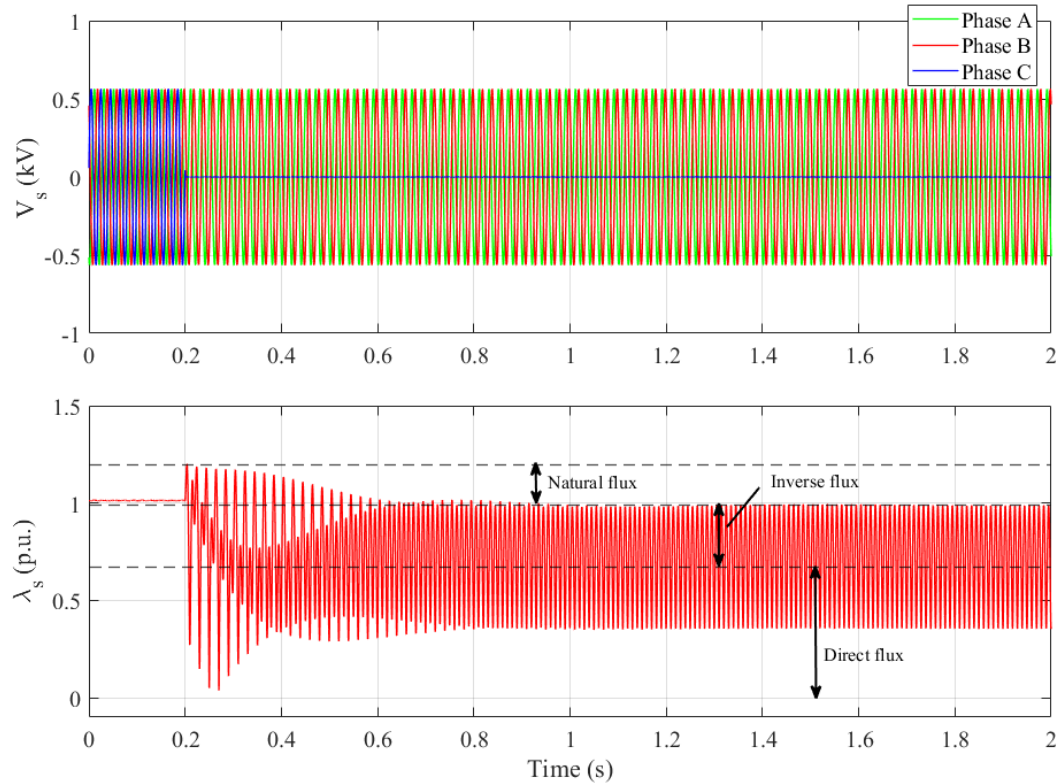


Fig.3.8. Evolución del flujo del estátor del GADA ante un hueco monofásico.

Tras lo visto en este apartado, podría deducirse que una técnica eficaz para combatir los efectos negativos que aparecen durante un hueco de tensión es el control en módulo y fase de las corrientes del rotor para que sus componentes de secuencia se opongan a las homónimas del flujo. Esta técnica se conoce como corrientes desmagnetizantes [91]. Una técnica similar podría realizarse mediante el control del flujo del rotor, como se observa en su influencia sobre el flujo del estator en (3.14), aunque esto se deja para trabajos futuros, como se indicará en el capítulo 7.

Otras técnicas se presentan en la literatura. Una de ellas emplea una técnica de impedancia virtual pero aplicada únicamente sobre los términos de compensación [55]. En [92], se propone una técnica basada en reproducir el comportamiento de un devanado amortiguador que se opusiera a las componentes transitorias que aparecen en los flujos de la máquina durante un hueco de tensión, ayudando a reducir también las oscilaciones del par electromagnético. En [93] se diseñan unos nuevos términos de compensación en función de la tensión y del flujo del estator, expresados en un sistema de referencia estacionario para ayudar a reducir las sobrecorrientes durante el hueco, pero que no ayuda a mitigar las oscilaciones del par electromagnético. En [94] se propone un método de corrientes desmagnetizantes mejorado, basado en un control predictivo. Otros métodos basados en *hardware* se presentan en [95], [96]. Además, en [22] se presenta una revisión de los sistemas de ayuda a la operación en hueco para el GADA existentes en la literatura, tanto externos (basados en *hardware*) como internos (basados en control). Por último, un examen del comportamiento ante huecos de tensión, para un generador basado en electrónica de potencia con diferentes estrategias de control, se recoge en [97].

CAPÍTULO 4. CONTROL *GRID-FORMING* DEL GADA POR ORIENTACIÓN DEL FLUJO DEL RÓTOR

En este capítulo se describe el control *grid-forming* propuesto en esta tesis para el GADA. El capítulo está estructurado de la siguiente forma. Primeramente, se describen los lazos principales de control, que controlan las componentes del flujo del rotor. Posteriormente, se analiza el lazo de sincronización, que sincroniza la máquina con el sistema; los sistemas de limitación de corriente activa y reactiva, empleados para cumplir con los códigos de red durante los huecos de tensión. Finalmente, se describen los lazos externos de control de potencia reactiva/tensión, y los sistemas de amortiguamiento de oscilaciones de potencia. A lo largo de la descripción del control empleado se justifica la elección de los parámetros de los reguladores, entre otros parámetros, basada principalmente en los criterios de conexión a red y recomendaciones sobre la operación de sistemas de generación electrónicos descritos en el capítulo 2 de esta tesis. Cabe mencionar que el control desarrollado en esta tesis se ha aplicado sobre el convertidor de lado rotor (RSC, *rotor side converter*), mientras que el convertidor lado red (GSC, *grid side converter*) incorpora un control convencional, encargado de mantener la tensión en el bus de CC y de intercambiar una determinada potencia reactiva con la red.

4.1. Esquema general de regulación

En este apartado se presenta una descripción general sobre el sistema de control propuesto, las variables medidas, así como de la interacción entre los diferentes bloques que componen el sistema de control, en particular para el control del RSC. Para facilitar su comprensión, en la Fig.4.1 se recoge un esquema del sistema de control aplicado a un aerogenerador basado en GADA. En esta figura, se utiliza un código de color para diferenciar los diferentes tipos de sistemas:

- Azul: circuitos eléctricos de potencia.
- Negro: elementos del sistema mecánico.
- Rojo: intercambio de señales en el sistema de control.

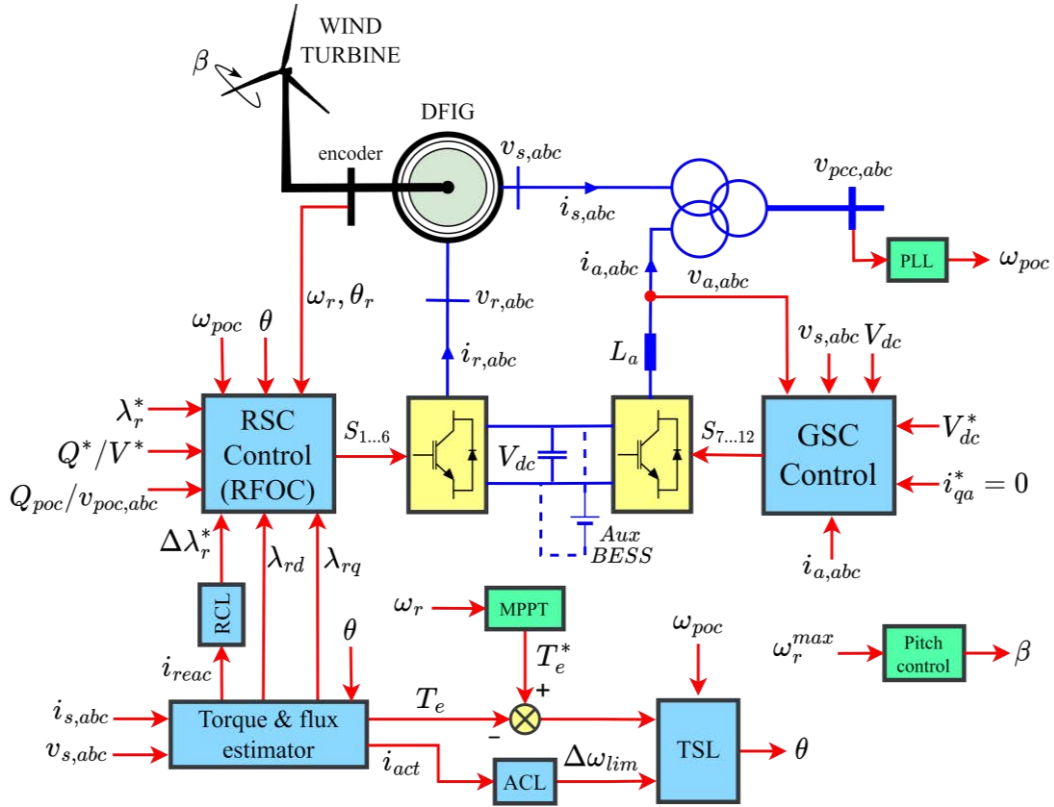


Fig.4.1. Esquema general del sistema de control propuesto aplicado al GADA.

Los bloques que componen el sistema de control son los siguientes:

1. **RSC Control:** Determina las señales de disparo de los interruptores del RSC a partir de la estrategia de regulación *grid-forming* propuesta [98]. En la estrategia de regulación se controlan las componentes síncronas del flujo del rotor actuando sobre la tensión del rotor. Este método da nombre al sistema de control, denominado sistema de control por orientación del flujo del rotor (RFOC, por sus siglas en inglés). También incluye lazos externos de control de potencia reactiva o tensión, además de una señal adicional para amortiguar oscilaciones de potencia. Por tanto, sus entradas son: las medidas y referencias de la tensión en el punto de conexión (POC, *point of connection*), $v_{poc,abc}$ y V^* , para el control de tensión. Si se realizase un control de potencia reactiva, estas dos entradas serían Q_{poc} y Q^* . También se toman como entradas las componentes del flujo del rotor, λ_{rd} , λ_{rq} , λ_r^* y $\Delta\lambda_r^*$; la señal de frecuencia en el punto de conexión, ω_{poc} , para el POD; el ángulo de sincronización, θ , y el ángulo del rotor, θ_r , para transformar del sistema de referencia síncrono al sistema abc del rotor; y la velocidad de giro del rotor, ω_r , para calcular el deslizamiento. Las

- salidas son las señales de disparo de los convertidores, $S_{1...6}$, obtenidas por un bloque de modulación por ancho de pulso (PWM, *pulse width modulation*) [99].
2. *GSC Control*: se incluye con un control vectorial clásico para el GSC [10]. Sus entradas son: la medida y referencia de la tensión del bus de CC, V_{dc} y V_{dc}^* la tensión abc del estátor, $v_{s,abc}$; la tensión abc de la salida del filtro (L_a) del convertidor, $v_{a,abc}$; la corriente abc que pasa por este filtro, $i_{a,abc}$; y la referencia de la componente reactiva de dicha corriente, i_{qa}^* . Las salidas son las señales de disparo del convertidor GSC, $S_{7...12}$.
 3. *Torque synchronization loop (TSL)*: lazo de sincronización de par, este lazo se encarga de obtener el ángulo de sincronización, el cual determina el sistema de referencia síncrono, mediante comparación del par electromagnético con su referencia. Sus entradas son: la diferencia entre referencia y estimación de par electromagnético, $T_e^* - T_e$; la frecuencia en el POC, ω_{poc} , para la implementación del POD; y un incremento de la frecuencia interna venida del limitador de corriente activa, $\Delta\omega_{lim}$. La única salida es el ángulo de sincronización, θ .
 4. *Torque and flux estimator*: dentro de este bloque se llevan a cabo los cálculos para obtener las componentes síncronas del flujo del rotor y el par electromagnético. Dichas variables se estiman a partir de las ecuaciones indicadas en el capítulo 3. Las entradas de este bloque son: la tensión y la corriente abc del estátor, $v_{s,abc}$ y $i_{s,abc}$, y el ángulo de sincronización, θ . Las salidas de este bloque son: las componentes síncronas del flujo del rotor, λ_{rd} y λ_{rq} ; las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor, i_{act} e i_{reac} ; y la estimación del par electromagnético, T_e .
 5. *RCL*: bloque de limitación de corriente reactiva (RCL, por sus siglas en inglés). En este bloque se calcula el incremento de la referencia del módulo del flujo del rotor para evitar que la componente reactiva de la corriente del estátor supere el umbral establecido. La entrada de este bloque es esta misma componente, i_{reac} ; siendo su salida el incremento de la referencia del flujo del rotor, $\Delta\lambda_r^*$.
 6. *ACL*: bloque de limitación de corriente activa (ACL). Este bloque produce el incremento de la referencia de velocidad de giro del sistema de referencia, buscando limitar la componente activa de la corriente del estátor durante una perturbación. La

entrada de este bloque es esta componente activa de la corriente, i_{act} ; siendo su salida el incremento de la velocidad de rotación interna, $\Delta\omega_{lim}$.

7. Bloques auxiliares: como bloques auxiliares se emplean un bloque de seguimiento del punto de máxima potencia del aerogenerador (MPPT, por sus siglas en inglés), basado en el óptimo coeficiente de potencia [10]; un PLL, aplicado sobre el fasor de tensión en el POC, que se emplea en la implementación del POD; y el bloque de control del ángulo de pitch. Los esquemas que definen las características y el control de la turbina se encuentran en el Apéndice A.

A continuación, se detallarán con mayor detenimiento las características de las partes principales que conforman el control del GADA.

4.2. Lazos de control del flujo del rotor

En este apartado, se presentan los lazos principales del control del RSC, mostrados en Fig.4.2. El objetivo principal de estos lazos de control es regular las componentes síncronas del flujo del rotor, donde el sistema de referencia síncrono está determinado por el ángulo extraído del lazo de sincronización. Su principio de funcionamiento se basa en la relación entre la tensión y el flujo del rotor (3.15), donde se determina la relación directa entre la tensión en terminales del rotor con la derivada del flujo del rotor, que permite el control del flujo del rotor mediante la tensión aplicada al rotor. Además, como se ha demostrado en el capítulo 3, controlar el flujo del rotor implica controlar la f.e.m de la máquina, la cual se define según (3.32), y por lo tanto permite a la máquina operar como una fuente de tensión real tras una impedancia. Estos son los motivos por los que se decide controlar las componentes síncronas del flujo del rotor de la máquina, referidas a un sistema de referencia síncrono. Los términos cruzados observables de (3.15) como $js\omega\vec{\lambda}_r$ también se han incluido en los lazos de control como señales de compensación con el objetivo de mejorar la dinámica del control.²

En la Fig.4.2 se observan dos lazos de control, uno para la componente síncrona de eje directo (d) del flujo del rotor, y otro para la componente análoga de eje cuadratura (q). En el eje q, la referencia del flujo se mantiene a cero, por lo que en el eje d la referencia será igual al módulo deseado para el flujo del rotor. De esta forma, el control consigue alinear

² En este caso, ω_s es llamado ω dado que, en régimen transitorio, la velocidad de giro del sistema de referencia marcado por el lazo de sincronización no tiene por qué coincidir con la frecuencia de las ondas de la red.

el vector del flujo del rotor con el eje d determinado por el sistema de referencia. Esto se consigue en última instancia actuando sobre la tensión del rotor de la máquina, por lo que cada lazo determina la componente análoga de la tensión de rotor como la suma de la salida del regulador y los términos cruzados.

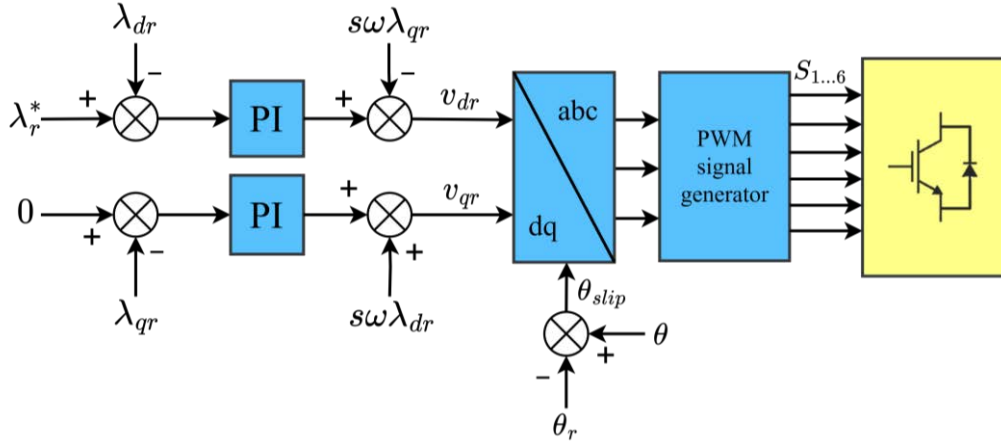


Fig.4.2. Lazos de control principales del control del RSC.

El vector de flujo del rotor puede calcularse de forma sencilla por medio de las inductancias de la máquina y de las corrientes medidas en estator y rotor, basándose en (3.4), de la siguiente forma:

$$\vec{\lambda}_r^{\alpha\beta} = \lambda_{\alpha r} + j\lambda_{\beta r} = -L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r e^{j\theta_r} \quad (4.1)$$

donde $\vec{\lambda}_r^{\alpha\beta}$ es el vector de flujo del rotor referido a un sistema de referencia estacionario, $\alpha\beta$. θ_r es el ángulo eléctrico del rotor, medido por un *encoder* acoplado al eje del rotor. Esta técnica de estimación conlleva errores reducidos debido a la baja variación de las inductancias durante la operación de la máquina [100].

Para pasar estas componentes a un sistema de referencia giratorio, es necesario multiplicar por el operador giro $e^{-j\theta}$, descomponiendo sobre los ejes síncronos resulta:

$$\lambda_{dr} = +\lambda_{\alpha r} \cos\theta + \lambda_{\beta r} \sin\theta \quad (4.2)$$

$$\lambda_{qr} = -\lambda_{\alpha r} \sin\theta + \lambda_{\beta r} \cos\theta. \quad (4.3)$$

Tras calcular las componentes del flujo del rotor sobre los ejes síncronos dq, el control trabaja para tratar de mantener este vector orientado sobre el sistema de referencia giratorio y producir un flujo del rotor de la magnitud indicada. En Fig.4.3 se muestra el

principio de funcionamiento del control sobre un diagrama vectorial, en este se muestran la posición de los vectores de flujo de estátor y rotor, los ejes síncronos rotando a la velocidad ω , así como el ángulo de carga, δ , y el ángulo de sincronización, θ . Esta figura representa la posición de estos vectores en régimen transitorio, dado que se puede apreciar un error de λ_{qr} distinto de cero. En este escenario, el control deberá aplicar un vector de tensión del rotor determinado por los reguladores proporcional-integral (PI) del control para corregir este error y acercar al vector del flujo del rotor hacia el eje d, hasta hacerlos coincidentes. Una vez el flujo del rotor se encuentre alineado con el eje d, el GADA se encontrará operando en sincronismo.

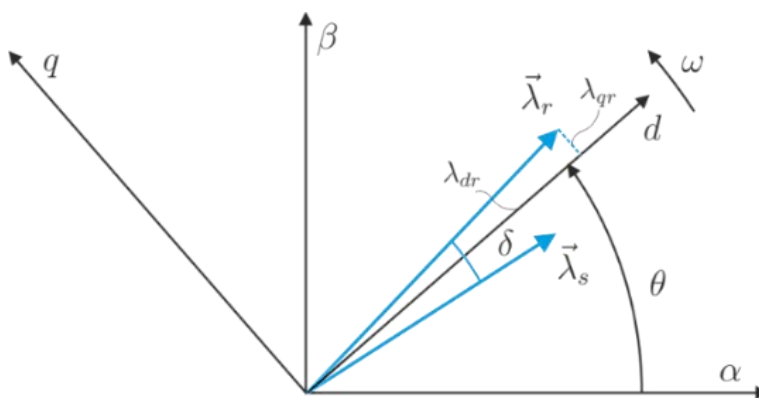


Fig.4.3. Diagrama vectorial con los vectores de flujo de estátor y rotor referidos a un sistema de referencia síncrono (dq).

Aplicando la transformada de Park inversa sobre el vector síncrono de tensión del rotor, empleando para ello el ángulo de deslizamiento, θ_{slip} , se calculan las componentes de referencia por fase del rotor, $v_{r,abc}$. Con estas componentes y empleando la modulación PWM se obtienen las señales de disparo para los IGBTs del RSC, $S_{1...6}$. El ángulo de deslizamiento se calcula como la diferencia entre el ángulo de sincronización y el ángulo eléctrico del rotor, siguiendo:

$$\theta_{slip} = \theta - \theta_r \tag{4.4}$$

Los parámetros de los reguladores PI son calculados a partir de la función de transferencia en lazo abierto del sistema, de forma similar a como suelen calcularse los lazos internos de corriente en controles convencionales [64], [101]. El diagrama de bloques de los lazos de control de las componentes del flujo del rotor puede aproximarse como se ilustra en Fig.4.4, tras despreciar los términos de acoplamiento en (3.15). En este, K_p es la constante

proporcional del regulador PI y $T_i = K_p/K_i$ la constante de tiempo del regulador, siendo K_i su constante de integración.

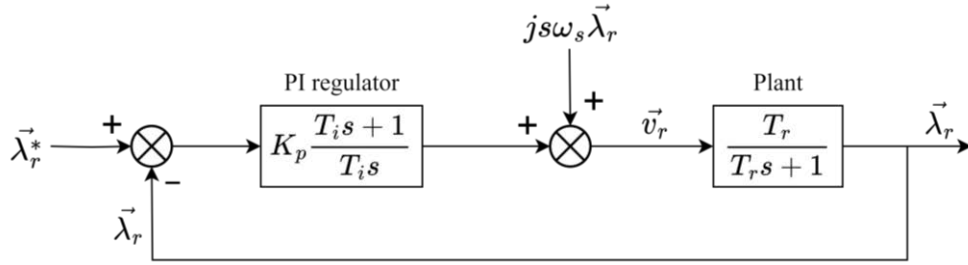


Fig.4.4. Diagrama de bloques del lazo de control principal.

A partir del diagrama de bloques mostrado en Fig.4.4, se puede determinar la función de transferencia en lado abierto del sistema, siendo igual al producto de la función de transferencia del PI y la función de transferencia de la planta, resultando:

$$H_o(s) = K_p \frac{T_i s + 1}{T_i s} \frac{T_r}{T_r s + 1}. \quad (4.5)$$

De esta forma, se puede utilizar una constante de tiempo del regulador igual a la constante de tiempo de la planta, $T_i = T_r$, cancelando así el par polo-cero de $H_o(s)$. Los parámetros del GADA empleados en esta tesis se recogen en el Apéndice B, de acuerdo con estos, T_r sería igual a 0.0589 s según se define en (3.13) y, por tanto, $K_i = 16.98K_p \text{ s}^{-2}$. Las unidades son obtenidas expresando el diagrama de bloques en valores reales, donde K_p representa una relación de la forma $\vec{v}_r/\vec{\lambda}_r$ por lo que sus unidades son s^{-1} y, por tanto, las unidades de K_i serán s^{-2} al ser el cociente entre K_p y una constante de tiempo. Para expresar estos valores en p.u. y p.u./s, habrá que dividirlos por ω_b :

$$K_p[\text{p. u.}] = \frac{K_p[\text{s}^{-1}]}{\omega_b} \quad (4.6)$$

$$K_i[\text{p. u./s}] = \frac{K_i[\text{s}^{-2}]}{\omega_b}. \quad (4.7)$$

Tras escoger $T_i = T_r$, la función de transferencia en lazo abierto queda de la siguiente manera:

$$H_o(s) = \frac{K_p}{s}. \quad (4.8)$$

Dado que la función de transferencia en lazo cerrado puede calcularse a partir de la función de transferencia en lazo abierto como:

$$H_c(s) = \frac{H_o(s)}{1 + H_o(s)} = \frac{1}{\frac{s}{K_p} + 1} \quad (4.9)$$

se determina que la función de transferencia en lazo cerrado es una función de transferencia de primer orden cuya ganancia es igual a la unidad y su constante de tiempo es $1/K_p$.

Como se ha mencionado en el capítulo 2, el operador del sistema británico ha detectado efectos no deseados en el sistema conectado cuando los generadores *grid-forming* implementan controles con elevado ancho de banda (superiores a 31.42 rad/s o 5 Hz). De esta forma, será importante calcular el ancho de banda de este lazo de control, aunque el ancho de banda total de este lazo se dará con la incorporación de los lazos externos de control de reactiva o tensión. Este ancho de banda dependerá exclusivamente de K_p cuando $T_i = T_r$, según se aprecia en (4.9). Para su cálculo, es necesario calcular primero el módulo de esta función de transferencia en lazo cerrado sustituyendo s por $j\omega$:

$$|H_c(\omega)| = \frac{K_p}{\sqrt{K_p^2 + \omega^2}} \quad (4.10)$$

Pudiéndose calcular su magnitud en decibelios (dB) como:

$$|H_c(\omega)|(dB) = 20 \log\left(\frac{K_p}{\sqrt{K_p^2 + \omega^2}}\right) \quad (4.11)$$

la cual, cuando la frecuencia tiende a cero, es igual 0 dB. Por tanto, para calcular el ancho de banda, será suficiente con calcular para qué frecuencia el módulo baja hasta -3 dB. Igualando (4.11) a -3 dB resulta:

$$\omega_{bw} \approx K_p \quad (4.12)$$

donde ω_{bw} es el ancho de banda de la función de transferencia en lazo cerrado del control que, como se observa, es igual a la constante proporcional del regulador PI cuando las constantes de tiempo de regulador y planta se igualan. En Fig.4.5 se muestra el diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado para los lazos de control principales, siendo $T_i = T_r$ y para distintos valores de K_p , remarcando el ancho de banda obtenido para cada valor.

De esta forma, se escoge $K_p = \omega_s$ o, expresado en p.u., $K_p = 1$ p.u., valor que garantiza la estabilidad interna del control y permite una respuesta adecuada ante transitorios rápidos, como los huecos de tensión; quedando $K_i = 16.98 \text{ s}^{-1}$. Pese a que este valor se aleja del límite de ancho de banda propuesto por [83], esto se resolverá con la inclusión del lazo externo de control.

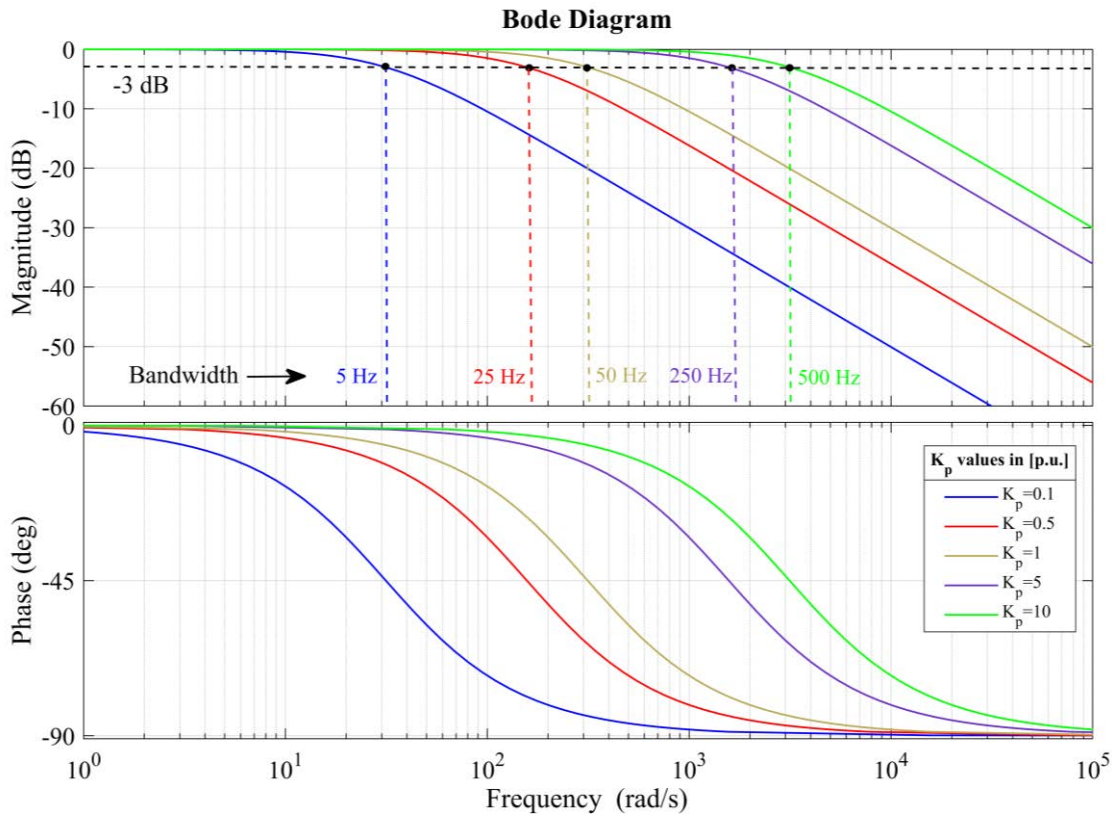


Fig.4.5. Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado del controlador del flujo del rotor para diferentes valores de K_p , expresados en p.u.

Fig.4.6 muestra la respuesta del sistema mostrado en Fig.4.4 ante un cambio de referencia en forma de escalón del flujo del rotor. Cabe mencionar que este sistema deberá desglosarse en dos lazos de control, uno para cada una de las componentes síncronas del flujo del rotor, siendo ambos idénticos. En la respuesta mostrada en Fig.4.6 se ha particularizado sobre el lazo de control de la componente d del flujo del rotor por ser la que regulará el módulo de este flujo en esta tesis. Se puede observar como la respuesta tiene una constante de tiempo de aproximadamente 3.2 ms, igual a $K_p [p. u.] / \omega_b$.

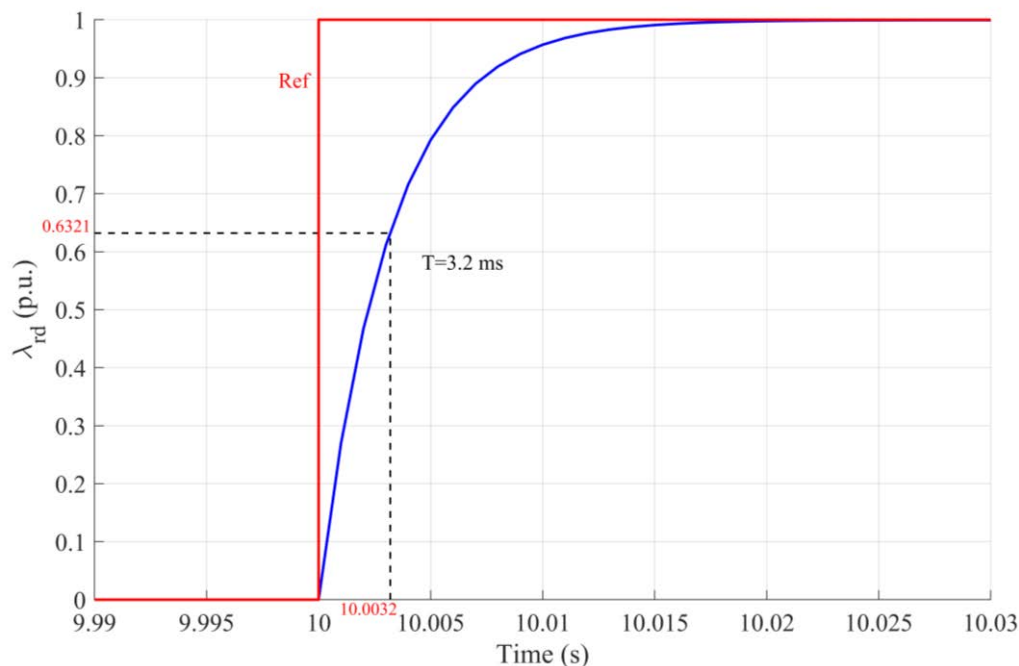


Fig.4.6. Respuesta de la componente d del flujo del rotor ante un cambio de referencia en forma de escalón, en el modelo mostrado en Fig.4.4.

La dependencia directa que existe entre el flujo del rotor y la tensión del rotor permite la implementación de un control directo aplicado sobre estas variables. Esta variante se desarrollará en el capítulo 6 de esta tesis.

4.3. Controlador de potencia reactiva y de tensión

En este apartado se presentan los lazos de control externos encargados de la regulación de potencia reactiva, o de tensión, debido a la relación entre ambas variables. De acuerdo con (3.29), la inyección de potencia reactiva por el estator de la máquina posee una fuerte dependencia con la magnitud del flujo del rotor. Por este motivo, es posible acoplar un regulador de la potencia reactiva como un lazo externo del lazo de control de la componente d del flujo del rotor, λ_{rd} , que en el control propuesto es equivalente al módulo del flujo del rotor cuando el control está orientado. Así, este regulador externo tendría como entrada la diferencia entre la potencia reactiva de referencia y la medida, mientras que la salida del regulador sería un incremento de la referencia de magnitud del flujo del rotor, que será sumada posteriormente a la referencia de la componente de eje d del flujo del rotor. Esto se podría aplicar de forma análoga para un lazo externo de control de tensión. En Fig.4.7 se muestran estos lazos externos de control.

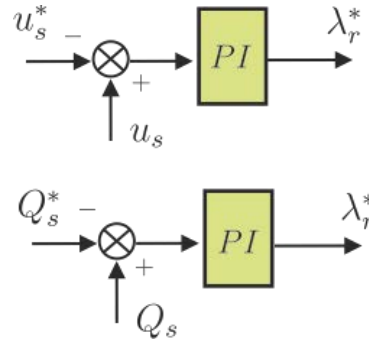


Fig.4.7. Lazos externos de control de tensión (arriba) o de potencia reactiva (abajo).

Para el cálculo de los reguladores externos, en el caso de reguladores PI, se procurará que el lazo de control completo tenga un ancho de banda inferior a 5 Hz, siguiendo las recomendaciones citadas en el capítulo 2. Para ello, se elaboran los nuevos diagramas de bloques del control incluyendo estos lazos externos, los cuales se recogen en Fig.4.8, para el lazo externo de control de reactiva; y Fig.4.9, para el lazo externo de control de tensión.

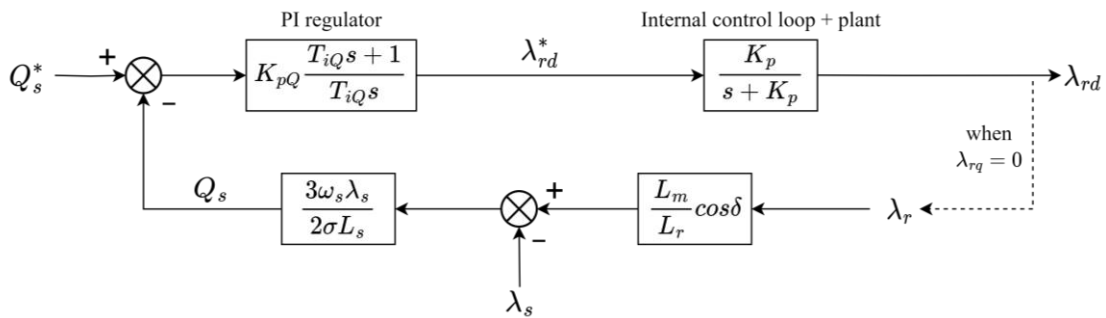


Fig.4.8. Diagrama de bloques del lazo de control de λ_{rd} , con lazo externo de control de Q_s .

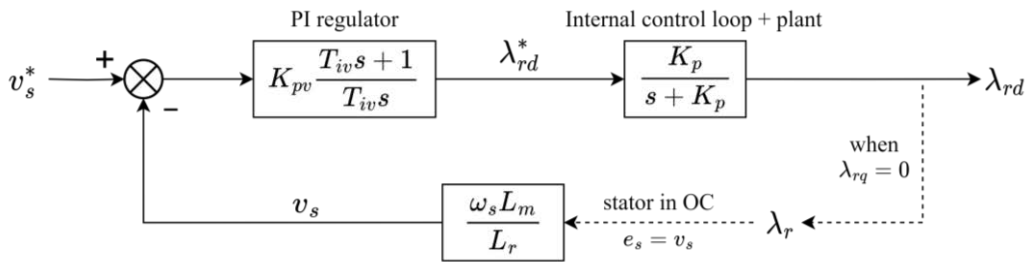


Fig.4.9. Diagrama de bloques del lazo de control de λ_{rd} , con lazo externo de control de v_s .

Para la sintonización de los parámetros del regulador externo de control de la potencia reactiva del estátor se escoge, en primer lugar, una constante de tiempo para este regulador externo igual al doble de la constante de tiempo del lazo interno de control de las componentes de flujo, $T_{iQ} = 2T_i$, debido a la necesidad de hacer este regulador más lento que el lazo de control interno. El valor de la constante proporcional de este regulador se sintoniza para determinar un ancho de banda del control inferior a 5 Hz. Para ello, se

obtiene primero la función de transferencia en lazo abierto, asumiendo que la componente de eje d del flujo del rotor se encuentra completamente orientada. Así, esta función es igual al producto de la función de transferencia del regulador externo, la función de transferencia que representa el lazo interno de control, y la función que relaciona flujo del rotor y potencia reactiva, expresado con valores en SI de la siguiente forma:

$$H_{Qo}(s) = K_{pQ} \frac{T_{iQ}s + 1}{T_{iQ}s} \frac{K_p}{s + K_p} \frac{3L_m \omega_s \lambda_s}{2\sigma L_r L_s} \cos \delta \quad (4.13)$$

donde K_{pQ} es la constante proporcional del regulador externo de potencia reactiva del estator, siendo T_{iQ} la constante de tiempo de este regulador. Se define la ganancia integral del regulador como $K_{iQ} = K_{pQ}/T_{iQ}$.

Para estos cálculos, se tomará el módulo del flujo del estator constante e igual a 1 p.u., así como el factor de potencia igual a 1. La función de transferencia en lazo cerrado queda como:

$$H_{Qc}(s) = \frac{H_{Qo}(s)}{1 + H_{Qo}(s)} = \frac{C_Q(T_{iQ}s + 1)}{\frac{T_{iQ}}{K_{pQ}}s^2 + T_{iQ}(C_Q + 1)s + C_Q} \quad (4.14)$$

con:

$$C_Q = K_{pQ} \frac{3L_m \omega_s \lambda_s}{2\sigma L_r L_s} \cos \delta. \quad (4.15)$$

Las expresiones (4.13) y (4.14) pueden expresarse en por unidad refiriendo cada uno de sus términos a la base correspondiente y sustituyendo la variable compleja s por s/ω_b . Ahora K_{pQ} representa una relación de la forma λ_{rd}/Q_s , por lo que sus unidades son s/A; en consecuencia, las unidades de K_{iQ} son A^{-1} . Las equivalencias para los parámetros de los reguladores entre sus valores reales y sus valores en p.u. son como se indican a continuación:

$$K_{pQ} [p. u.] = \frac{K_{pQ} [s/A]}{\omega_b} I_b \quad (4.16)$$

$$K_{iQ} [p. u./s] = \frac{K_{iQ} [A^{-1}]}{\omega_b} I_b \quad (4.17)$$

donde I_b es la corriente base escogida.

Sustituyendo la función compleja s por $j\omega$ en (4.14), es posible calcular el módulo de dicha función en decibelios en función de la frecuencia, mediante la siguiente expresión:

$$|H_{Qc}(\omega)|(dB) = 20 \log \left(\frac{\sqrt{C_Q^2 + (C_Q T_{iQ} \omega)^2}}{\sqrt{\left(C_Q - \frac{T_{iQ}}{K_p} \omega^2\right)^2 + [T_{iQ}(C_Q + 1)\omega]^2}} \right). \quad (4.18)$$

De esta forma, puede obtenerse el diagrama de Bode de este sistema con el lazo externo de control de potencia reactiva del estátor, el cual se muestra en Fig.4.10. Dado que la magnitud en CC de este sistema es 0 dB, el ancho de banda del sistema es igual a la frecuencia para la que la magnitud alcanza -3 dB. En dicha figura se muestra la respuesta en frecuencia del control para diferentes valores de K_{pQ} , aquí se puede observar que, para valores bajos de K_{pQ} , el ancho de banda viene determinado por la acción del primer polo del sistema. No obstante, a medida que K_{pQ} aumenta, la acción del primer polo del sistema se ve desplazado hacia frecuencias cercanas a la actuación del cero del sistema; en ese caso, la magnitud del sistema se sostiene por encima de -3 dB hasta que aparece el segundo polo del sistema, que también se desplaza hacia frecuencias superiores al aumentar K_{pQ} , de nuevo de forma progresiva. Por lo tanto, se puede definir una zona intermedia donde el ancho de banda crece muy rápidamente con K_{pQ} . En consecuencia, el ancho de banda aumenta 10.7 veces desde K_{pQ} igual a 0.01 p.u. hasta 0.15 p.u., mientras que lo hace en un factor de 232 desde K_{pQ} igual a 0.15 p.u. hasta 1 p.u. De esta forma, se escoge K_{pQ} igual a 0.15 p.u., obteniendo un ancho de banda para este lazo de control de 0.64 Hz. La respuesta ante un escalón en la referencia de reactiva se muestra en Fig.4.11, donde se muestra que el 90 % de la respuesta se alcanza tras 0.54 s, aproximadamente, inferior al tiempo de 1 s indicado por el código de red español; y la respuesta se sitúa en ± 5 % del valor de referencia en aproximadamente 0.75 s, inferior a los 5 s indicados.

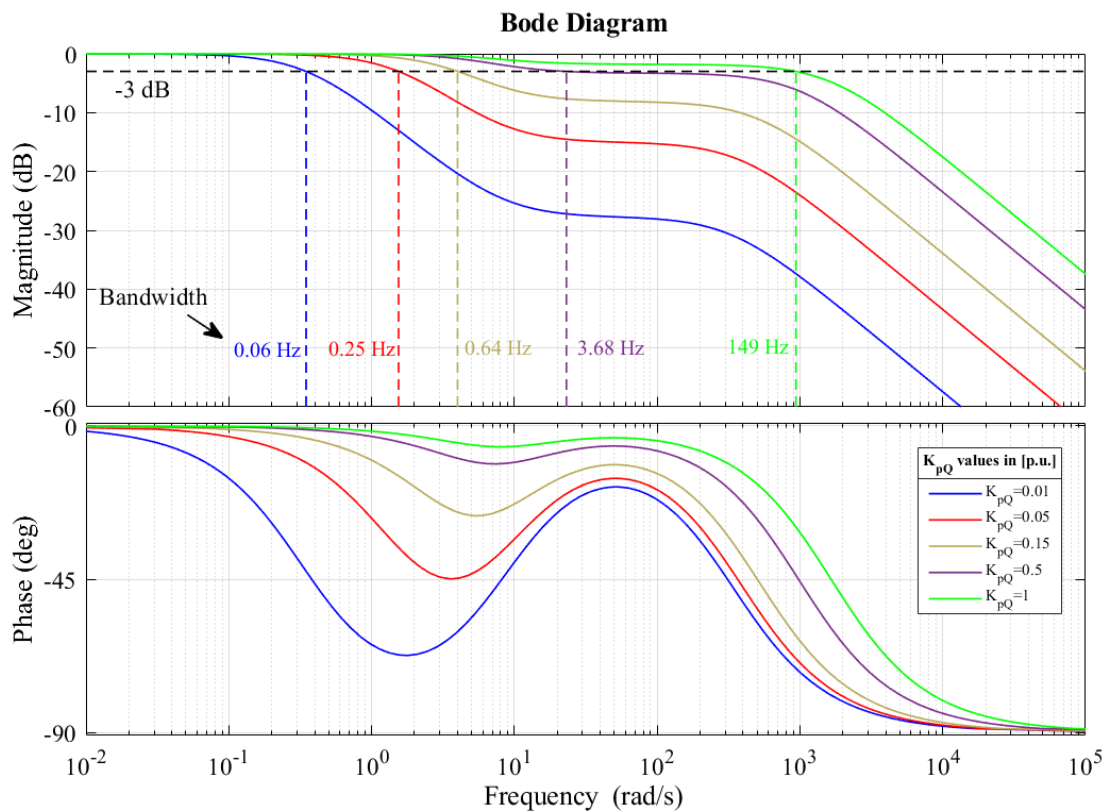


Fig.4.10. Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado con lazo externo de control de reactiva para diferentes valores de K_p , expresados en p.u.

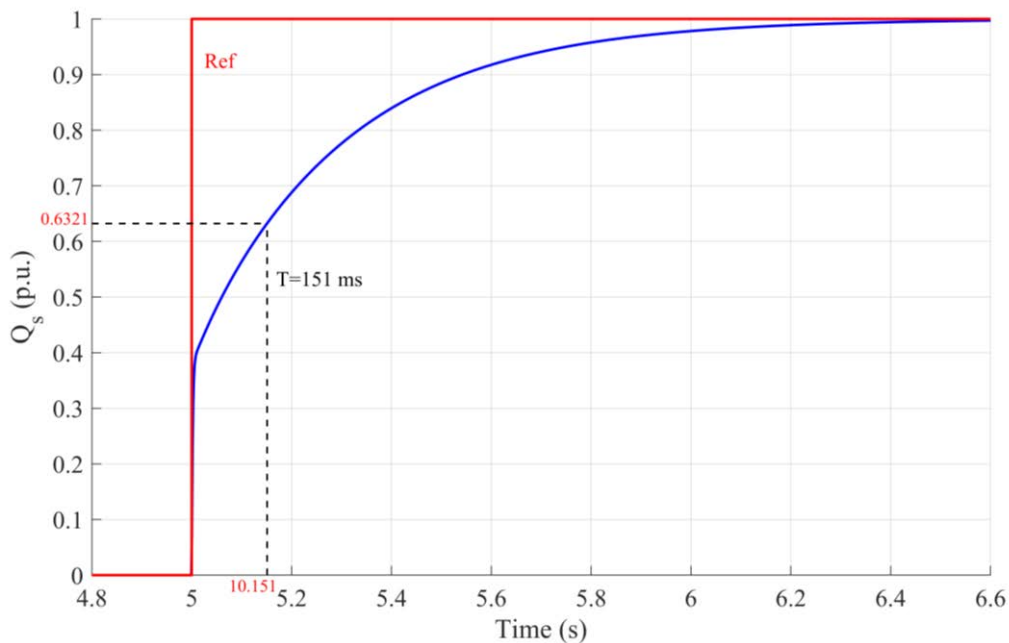


Fig.4.11. Respuesta de la potencia reactiva del estátor ante un cambio de referencia en forma de escalón, en el modelo mostrado en Fig.4.8.

Este análisis se puede extrapolar para el cálculo de los parámetros del regulador externo para el lazo de control de tensión del estátor, mostrado en Fig.4.9. Como se observa,

cuando el control se encuentra orientado y despreciando la caída de tensión en la impedancia interna del modelo equivalente del GADA³, el diagrama de bloques equivalente de este sistema solo difiere de aquel para el lazo externo de control de reactiva en la relación entre el flujo del rotor y la variable de control, recogido en la variable C_Q según (4.15). De esta forma, podremos definir un nuevo coeficiente basado en esta nueva relación como:

$$C_v = K_{pv} \frac{L_m \omega_s}{L_r} \quad (4.19)$$

quedando la función de transferencia en lazo cerrado para el lazo externo de control de tensión igual a (4.14) sustituyendo C_Q por C_v , y lo mismo se puede aplicar a (4.18). De esta forma, el diagrama de Bode del sistema de control con lazo externo de control de tensión puede obtenerse para diferentes parámetros de K_{pv} , mostrado en Fig.4.12. Para realizar este diagrama se ha escogido una constante de tiempo del regulador externo de tensión cinco veces superior a la constante de tiempo del lazo interno, $T_{iv} = 5T_i$. El motivo tras esta elección es que el control de tensión no sigue, por norma general, cambios de consigna, a diferencia del control de reactiva, sino más bien corrige las perturbaciones que aparecen en la red. Además, estos controles pueden llevar a interacciones no deseadas cuando se conectan varios generadores que controlan la tensión en el mismo nudo, o en nudos cercanos [102], por lo que es conveniente diseñarlos con un ancho de banda más limitado. Por ello, se escogerá K_{pv} igual a 0.5 p.u. K_{pv} representa ahora una relación de λ_{rd}/v_s , por lo que sus unidades son s; en consecuencia, K_{iv} es ahora adimensional. La relación de los parámetros del regulador entre sus valores SI y p.u. es de la siguiente forma:

$$K_{pv}[\text{p. u.}] = K_{pv}[\text{s}] \omega_b \quad (4.20)$$

$$K_{iv}[\text{p. u./s}] = K_{iv}[\text{p. u.}] \omega_b \quad (4.21)$$

³ Asunción aceptable dado que la impedancia de salida del modelo equivalente posee una constante de tiempo relacionada con $\sigma L_s/R_s$, que para la máquina empleada es igual a 65.8 ms, de un orden inferior a la constante de tiempo escogida para el control de tensión.

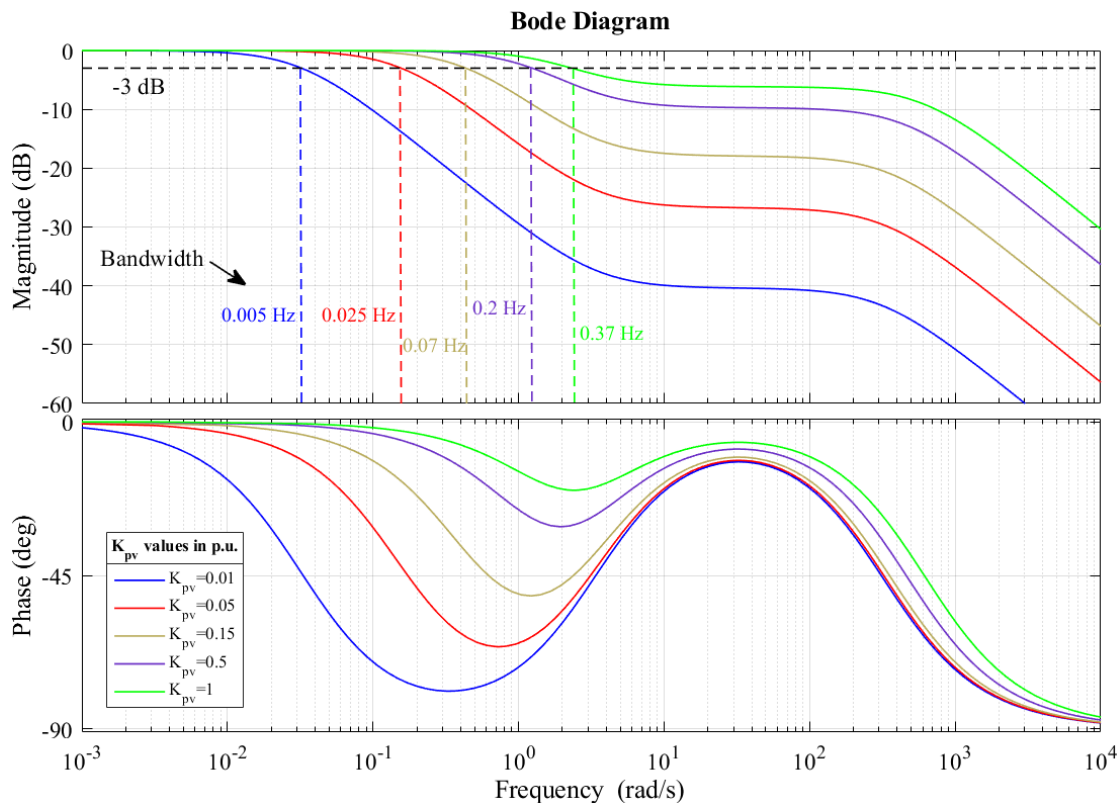


Fig.4.12. Diagrama de Bode del sistema en lazo cerrado con lazo externo de control de tensión para diferentes valores de K_p , expresados en p.u.

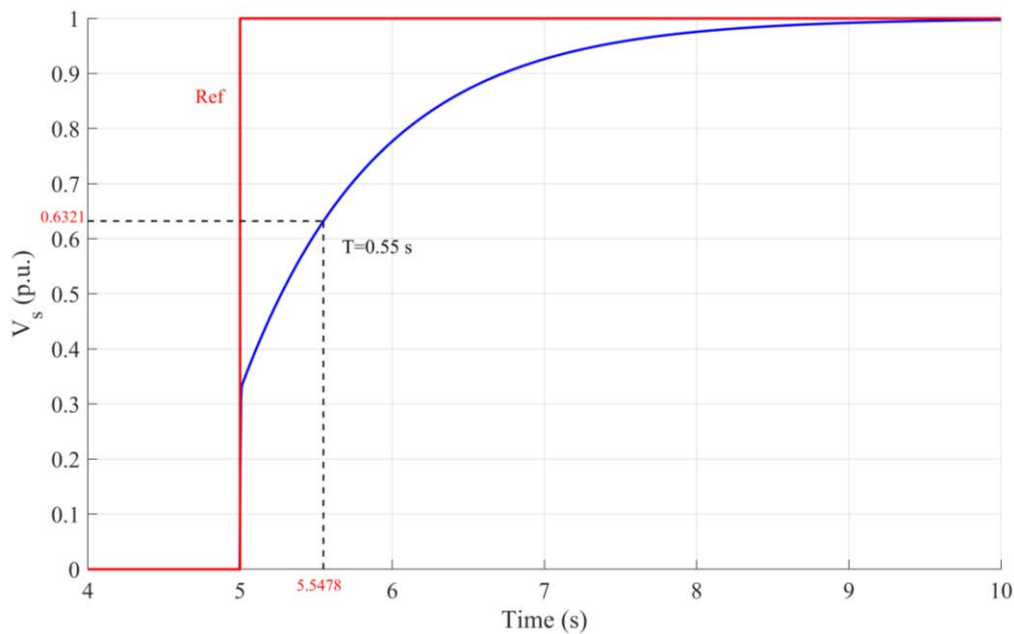


Fig.4.13. Respuesta de la tensión del estátor ante un cambio de referencia en forma de escalón, en el modelo mostrado en Fig.4.9.

Atendiendo a Fig.4.12, se puede observar que, para el rango de valores de K_{pv} escogido, el ancho de banda evoluciona de forma progresiva, aumentando con K_{pv} , entre 0.005 Hz

y 0.37 Hz. Cabe mencionar que, para valores de K_{pv} entre 2 p.u. y 3 p.u. aproximadamente, se da el efecto mencionado para el caso del lazo externo de reactiva que provocaba un gran aumento en el ritmo de desplazamiento del ancho de banda con K_{pv} debido al solapamiento de los efectos del cero del sistema y del primer polo, hasta la aparición del segundo polo; provocando en este caso que el ancho de banda pase de 1 Hz a 64 Hz entre estos dos valores. Por último, la respuesta ante escalón de este lazo de control se muestra en Fig.4.13, en ella se observa que su constante de tiempo es de 550 ms, aproximadamente.

Durante la operación de la máquina, se podrá cambiar el lazo externo de control conectado según las necesidades del sistema, la perturbación detectada, o bien a petición del operador del sistema. Para evitar fuertes transitorios durante esta transición, es recomendable realimentar el valor de la variable de estado del integrador del regulador en uso sobre el regulador desconectado. Además, según la situación podrá resetearse y/o congelarse la parte integral del regulador en cuestión, funcionando como un regulador proporcional; y viceversa.

Como alternativa a estos dos lazos externos de control propuestos, se puede emplear un lazo externo de control tensión-reactiva anidado, donde el lazo más externo es un control proporcional de tensión, cuya ganancia se ajusta según lo indicado en el código de red (2 % predeterminado), y el lazo intermedio de reactiva puede ser como se ha presentado en este apartado.

4.4. Limitador de corriente reactiva

Como se ha visto en el capítulo 3 de esta tesis, tras la aparición de perturbaciones tales como un hueco de tensión en la red, se produce un súbito crecimiento de la corriente que circula por el GADA. Dado que esto puede ser perjudicial para el convertidor, principalmente, surge la necesidad de implementar sistemas de limitación de corriente. En el sistema de control propuesto en esta tesis, esta limitación se lleva a cabo a través de dos sistemas de limitación: limitador de corriente reactiva y limitador de corriente activa. En el caso del limitador de corriente reactiva, su implementación está motivada por los siguientes objetivos:

- Limitar el módulo de la componente reactiva de la corriente para satisfacer los límites impuestos por los criterios de conexión, indicados en el capítulo 3 de esta tesis.

- Limitar el módulo de la componente reactiva de la corriente para evitar daños en el convertidor.
- Durante un hueco de tensión, controlar el módulo de la componente reactiva de la corriente para inyectar la cantidad indicada por los criterios de conexión, en función de la profundidad de la componente de secuencia directa de la tensión en el hueco.

El principio en que se basa el control de potencia reactiva del GADA está indicado en (3.29). No obstante, durante un hueco de tensión severo, el control de la potencia reactiva ya no es eficaz dado que el bajo nivel de tensión implicaría sobrecorrientes para alcanzar la referencia de reactiva, siempre que no sea nula. De esta forma, durante este tipo de perturbaciones, la componente reactiva de la corriente se controla en su lugar. Debido a esto, se decide incluir una señal adicional sobre el lazo interno de control de λ_{rd} para controlar la componente reactiva de la corriente. El principio en el que se basa el control de esta nueva señal sigue basado en (3.29), debido a la relación entre la componente reactiva de la corriente con la potencia reactiva y la tensión del estátor:

$$i_{react} = \frac{Q_s}{v_s} \quad (4.22)$$

que, despreciando la caída de tensión en R_s en (3.1), puede expresarse como:

$$i_{react} = \frac{3}{2\sigma L_s} \left(\frac{L_m}{L_r} \lambda_r \cos\delta - \lambda_s \right) \quad (4.23)$$

donde se aprecia la dependencia de la corriente reactiva de la corriente del estátor con el flujo del rotor, de forma similar a la relación de este con la potencia reactiva. Además, la posibilidad de añadir esta señal directamente sobre el lazo interno de control del flujo del rotor permite una mejor dinámica. Para este caso, se implementa un regulador PI diseñado para no comprometer la estabilidad del control de tensión. Así, se limitará su actuación cuando la corriente reactiva no precise de limitación y/o control. El diagrama de control empleado para la limitación de corriente reactiva se muestra en Fig.4.14 donde, en operación normal $i_{react\ max}$ e $i_{react\ min}$ son establecidos de acuerdo con los comandos del operador del sistema en relación con la prioridad activa/reactiva, ver capítulo 2. No obstante, durante perturbaciones como huecos de tensión, ambos parámetros deben configurarse de forma que no se produzcan sobrecorrientes y que se cumplan los criterios de inyección de corriente reactiva indicados en los criterios de conexión. De esta forma, $i_{react\ max}$ será igual a la cantidad de corriente reactiva a inyectar durante operación en

subtensión y $i_{react\ min}$ será igual a la corriente reactiva a absorber en operación en sobretensión. Los reguladores se encuentran limitados en su rango de actuación sobre el flujo del rotor hasta un error $\pm\Delta\lambda_{rmax}$ que no impida entregar la corriente reactiva requerida durante operación normal pero evitando saturar los lazos internos de flujo, un valor predeterminado estaría alrededor de 0.8 p.u., ya que por debajo de 0.2 p.u. de tensión residual se permite el bloqueo de electrónica de potencia según los criterios de conexión.

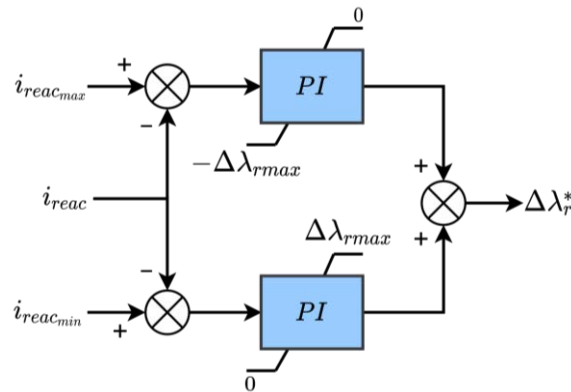


Fig.4.14. Diagrama de control del lazo de limitación de corriente reactiva.

4.5. Lazo de sincronización de par/potencia activa

Junto con un lazo capaz de controlar la magnitud de tensión en terminales del generador, el lazo de sincronización, que determina la fase del fasor de tensión, es imprescindible para que un generador basado en electrónica de potencia pueda operar en modo *grid-forming*.

En lo que respecta a la topología lazo de sincronización, existen varias opciones en la literatura, de las cuales la mayoría emplean la potencia activa entregada por el dispositivo para generar su frecuencia interna. De entre estas estrategias, existen dos principales: APS y VSM; las cuales han sido presentadas en el capítulo 1 de esta tesis. La principal diferencia entre ambas estrategias es que la primera desprecia la parte inercial de la respuesta de frecuencia, solo considerando el control proporcional entre potencia activa y frecuencia; mientras que la segunda estrategia considera ambos aspectos. Esto provoca que la implementación de una estrategia VSM permita la inyección de una respuesta en potencia activa proporcional al RoCoF de forma natural, según el valor de inercia virtual escogido. Sin embargo, la sintonización de este parámetro es ciertamente complicada, dado que la estabilidad de estos lazos de sincronización depende del estado y conformación de la red en cada momento; pudiendo ocasionarse respuestas poco

amortiguadas o incluso inestables en ciertos escenarios. Por otro lado, la constante proporcional viene determinada por los criterios de operación a red, en base a la ganancia de los modos de regulación P-f, que es de 0.05 p.u. para nuestro caso, como se indica en el capítulo 2. Un análisis de pequeña señal sobre el impacto de ambas tipologías de lazos de sincronización sobre los modos del sistema se lleva a cabo en el capítulo 5.

Fig.4.15 muestra la respuesta de un GADA implementando el control propuesto en esta tesis para las dos tipologías de lazo de sincronización comentadas: APS y VSM, ante un salto de fase en el punto de conexión. En esta figura, se observa que la respuesta del APS está notablemente más amortiguada que la del VSM, situación que se agrava al aumentar el valor de la inercia virtual.

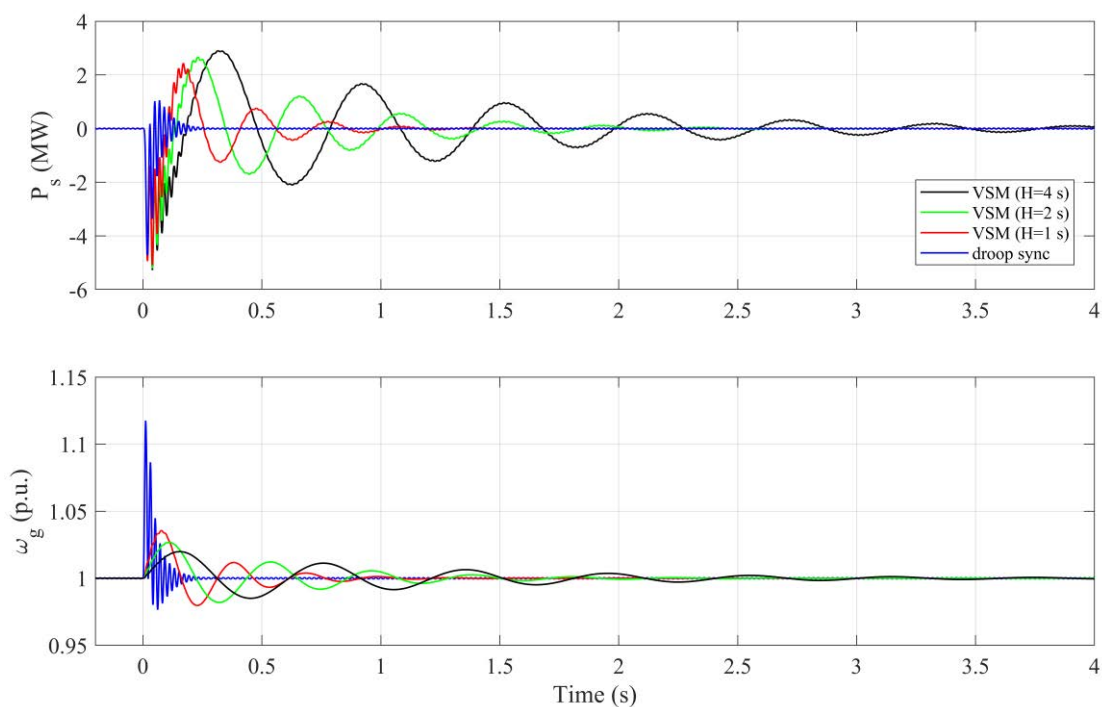


Fig.4.15. Comparación de la respuesta de un GADA con el control propuesto ante un salto de fase de 40° para lazo de sincronización APS y VSM con diferentes valores de inercia virtual.

Existen métodos para mejorar el amortiguamiento de los sistemas que emplean lazos de sincronización VSM, como la implementación de un *washout* interno que realimenta el desvío interno de frecuencia sobre el sumatorio de potencia, haciendo las veces de una constante de amortiguamiento transitoria extra [103]. No obstante, debido a las incertidumbres todavía existentes sobre la emulación de inercia por parte de los operadores del sistema, para esta tesis se empleará un lazo de sincronización APS, esto es, basado en un control proporcional entre potencia activa y frecuencia. Por tanto, la

relación entre la frecuencia interna del generador y el error de par electromagnético sigue la siguiente ecuación:

$$\Delta T_e = \frac{1}{K_{APS}} \omega_g \quad (4.24)$$

donde $\Delta T_e = T_e^* - T_e$

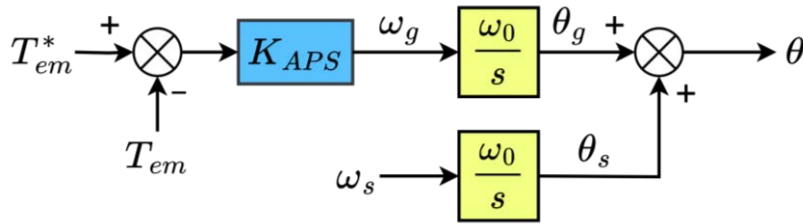


Fig.4.16. Lazo de sincronización basado en control proporcional empleado en el control propuesto.

El esquema empleado para este lazo de sincronización en el sistema de control propuesto es como se muestra en Fig.4.16, donde ω_s (escogida igual a 1 p.u.) y θ_s son la velocidad angular y el ángulo del sistema de referencia síncrono, respectivamente; ω_g y θ_g son la velocidad angular y el ángulo internos del lazo de sincronización, respectivamente; K_{APS} es la constante proporcional del lazo, igual al control proporcional P-f y, por tanto, igual a 0.05 p.u.; y T_{em} es el par electromagnético de la máquina. En aerogeneradores, el par electromagnético es comúnmente utilizado como variable de control debido a la necesidad de controlar la parte mecánica para seguir el punto de máxima potencia. El par electromagnético, expresado en p.u., puede estimarse despreciando las pérdidas en el estátor, igualándose a la potencia activa del estátor, resultando la siguiente expresión:

$$T_e = v_{s\alpha} i_{s\alpha} + v_{s\beta} i_{s\beta} \quad (4.25)$$

donde $v_{s\alpha}$, $v_{s\beta}$, $i_{s\alpha}$, $i_{s\beta}$ son las componentes estacionarias de la tensión y corriente del estátor, respectivamente. Fig.4.17 recoge la respuesta del lazo de sincronización ante un cambio en escalón de la potencia activa de referencia, mostrando una respuesta con una constante de tiempo de 14.5 ms, aproximadamente cinco veces superior a la constante de tiempo de los lazos internos de control, permitiendo la orientación del control en este proceso. Además, en la práctica, la medida de par o potencia debe ser filtrada para evitar perturbaciones en el par que puedan dañar la máquina, por lo que el tiempo de establecimiento es normalmente de un orden superior.

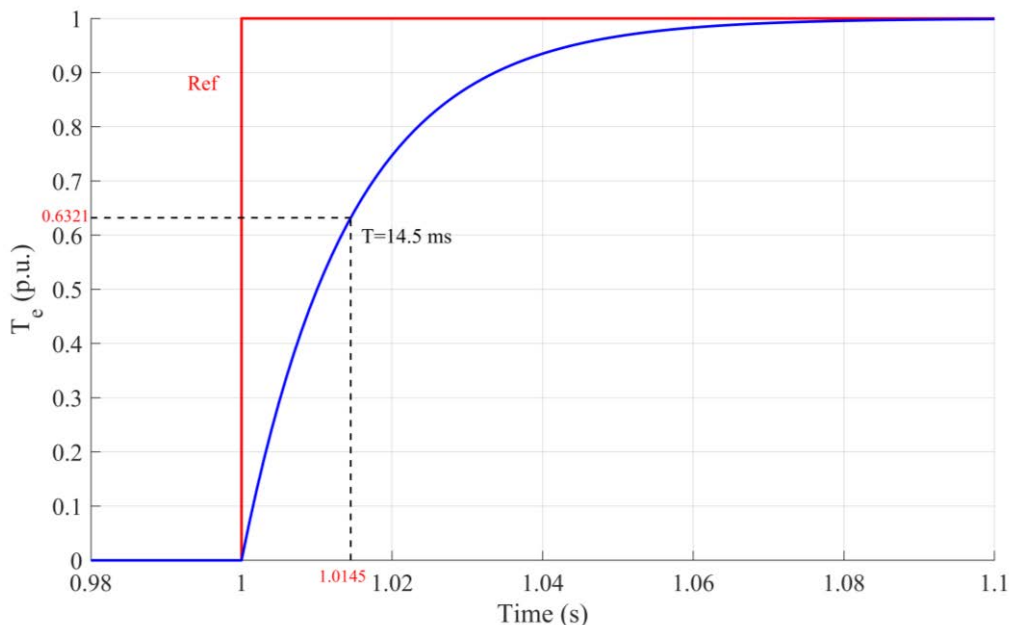


Fig.4.17. Respuesta del lazo de sincronización APS ante un escalón en la potencia activa de referencia.

De los ángulos que se distinguen en el lazo de sincronización, θ_g es el ángulo interno del control, derivado del error de par electromagnético y la constante proporcional escogida, y representa la diferencia entre el ángulo del sistema de referencia síncrono y el sistema de referencia del control. Cuando el control fuerza que el flujo del rotor esté alineado con el eje d del sistema de referencia, marcado por θ , y el sistema gira a la velocidad de sincronismo, ω_s , θ_g determina el ángulo entre el flujo del rotor y el flujo del estator y, por tanto, θ_g es igual al ángulo de carga, δ .

Cuando la frecuencia del sistema se desvía, el GADA consumirá o entregará potencia activa (y por tanto reducirá o incrementará su par electromagnético) como consecuencia de la diferencia entre el ángulo del sistema de referencia del control y el ángulo de la red, asumiendo que el control permanece orientado en todo momento, hasta que el producto del error de par y la constante proporcional iguale el desvío de frecuencia del sistema. A menos que la frecuencia del sistema regrese al valor de sincronismo, θ_g deslizará con el error de frecuencia del sistema.

Adicionalmente, se puede añadir una señal para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia sobre el desvío interno de frecuencia de este lazo, ω_g . Esta funcionalidad se explica en el apartado dedicado a las señales de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, en este mismo capítulo.

4.6. Limitador de corriente activa

De forma similar a como se ha explicado previamente para la corriente reactiva, la corriente activa también requiere de limitación durante transitorios tales como huecos de tensión. Esta limitación persigue los mismos objetivos que la limitación de corriente reactiva con una salvedad. Durante los huecos de tensión, normalmente se considera prioritaria la inyección de corriente reactiva de la corriente, por lo que el objetivo para la limitación de corriente activa es llevarla a cero durante estas perturbaciones o, como límite, al valor máximo permitido sin sobrepasar la corriente máxima admitida por el convertidor.

Para el control y/o limitación de la componente activa de la corriente se decide emplear el lazo de sincronización, capaz de regular el ángulo de carga y, por tanto, la inyección de potencia activa, ver (3.26). Esta regulación se realiza a través de modificar la frecuencia interna del lazo de sincronización. De esta forma, aparece una forma natural de limitar la corriente activa actuando sobre el lazo de sincronización en lugar de los lazos principales de control. Además, actuar sobre la frecuencia interna del control produce un cambio inmediato en el ángulo de carga, suponiendo que el control permanece orientado durante este proceso, lo cual es de esperar debido a que las dinámicas de los lazos principales son más rápidas, como se ha visto en el apartado anterior. Para evitar que el regulador de potencia activa y la limitación de corriente activa se superpongan, se hace la constante proporcional del lazo de sincronización igual a cero cuando la salida del limitador sea distinta de cero. La corriente activa se calcula a partir de la potencia activa de acuerdo con la siguiente relación entre la potencia activa y la corriente activa del estátor:

$$i_{act} = \frac{P_s}{v_s} \quad (4.26)$$

que, despreciando la caída de tensión en R_s en (3.1), puede expresarse según (3.26) como:

$$i_{act} = \frac{3}{2} \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \right) \lambda_r \sin \delta. \quad (4.27)$$

Fig.4.18 muestra el lazo de limitación de corriente activa donde, debido a su simplicidad, se han escogido reguladores proporcionales. Para garantizar la estabilidad del lazo de sincronización, la constante proporcional de estos reguladores, K_L , debe escogerse del orden de magnitud de la constante proporcional del lazo de sincronización, siendo de 1 a

5 veces dicho valor. El principio de funcionamiento es el siguiente: cuando la corriente activa supera uno de los límites, se aplica un incremento en la velocidad de rotación igual a K_L veces el error de corriente activa respecto al límite correspondiente. Este incremento de la velocidad de sistema de referencia se añade directamente a la velocidad interna de rotación del control en el lazo de sincronización, produciendo de forma instantánea una variación del ángulo interno del control, lo que produce un cambio de la corriente activa si el control permanece sincronizado.

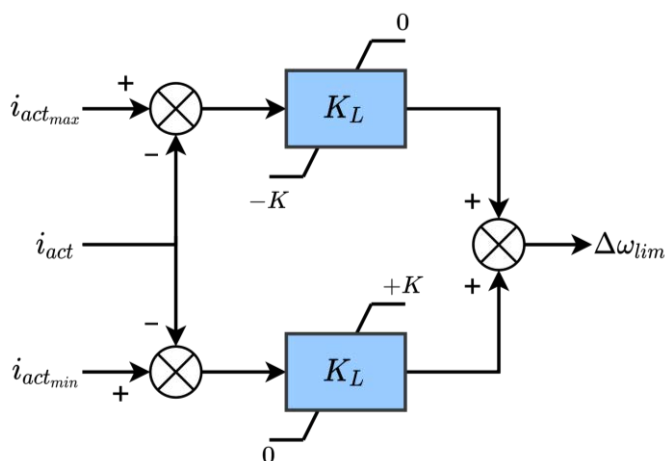


Fig.4.18. Diagrama de de control del lazo de limitación de corriente activa.

En operación normal, $i_{act\ max}$ e $i_{act\ min}$ se establecen de acuerdo con los comandos del operador del sistema en relación con la prioridad activa/reactiva, ver capítulo 2. No obstante, durante perturbaciones como huecos de tensión, ambos parámetros deben configurarse de forma que no se produzcan sobrecorrientes y que se cumplan los criterios de inyección de corriente activa indicados en los criterios de conexión.

4.7. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia

En sistemas de potencia convencionales, uno de los principales problemas relacionados con la estabilidad transitoria son las oscilaciones de potencia. Estas oscilaciones surgen como consecuencia de la interacción electromecánica entre generadores síncronos, produciendo modos de oscilación, típicamente en el rango de 0.2 Hz a 2 Hz [63]. Estos modos son afectados negativamente por la introducción de generación basada en electrónica de potencia en el sistema, por lo que es necesario tomar medidas para paliar este efecto perjudicial [35]. Dado que se tratan de oscilaciones de electromecánicas, su atenuación requiere de una alteración del par electromagnético de las máquinas en fase con las oscilaciones de velocidad de las mismas.

En la literatura, algunas propuestas para amortiguamiento de oscilaciones con el GADA se recogen en [104]–[107], la mayoría basadas en una estructura tipo *Power System Stabilizer* (PSS) [63]. Sin embargo, la mayoría de estas propuestas no están implementadas sobre un control *grid-forming*. En este contexto, se ha demostrado que la implementación de un lazo de sincronización que entregue una respuesta P-f de forma natural ya produce cierto amortiguamiento de las oscilaciones de potencia [108]. No obstante, existen técnicas para incrementar esta capacidad, un ejemplo de implementación de una estrategia similar a la presentada en esta tesis aplicada en un convertidor con control *grid-forming* se presenta en [109].

En este apartado se presentan las técnicas de amortiguamiento de oscilaciones de potencia implementadas en el sistema de control propuesto en esta tesis. Se van a distinguir dos métodos principales: uno basado en la potencia reactiva, el cual se denominará POD-Q; y otro basado en el intercambio de potencia activa con la red, denominado POD-P en este control.

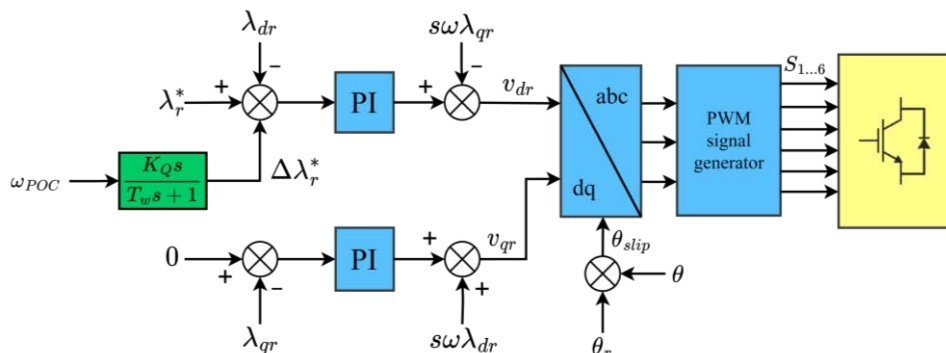


Fig.4.19. Lazos de control de las componentes síncronas del flujo del rotor con POD-Q.

El principio de funcionamiento del POD-Q es similar al PSS de un GS. El PSS aprovecha el control de la excitación de la máquina síncrona para inyectar potencia reactiva en el sistema. De esta forma, se puede regular la tensión en los nudos del sistema, haciendo que el par electromagnético del resto de máquinas varíe en consecuencia, pudiendo compensar las oscilaciones electromecánicas de las mismas, oponiéndose a estas [63]. En un GS, la potencia reactiva se controla a través de la excitación de la máquina, la cual determina la f.e.m. Como se ha demostrado en el capítulo 3 de esta tesis, la analogía con el GADA se da cuando la variable de acción es el flujo del rotor. Así, es posible implementar un amortiguador de oscilaciones en la GADA actuando sobre la referencia

del módulo del flujo del rotor, constituyendo el llamado POD-Q. La estructura del POD-Q será similar a la de un PSS⁴, su implementación y apariencia se observan en Fig.4.19.

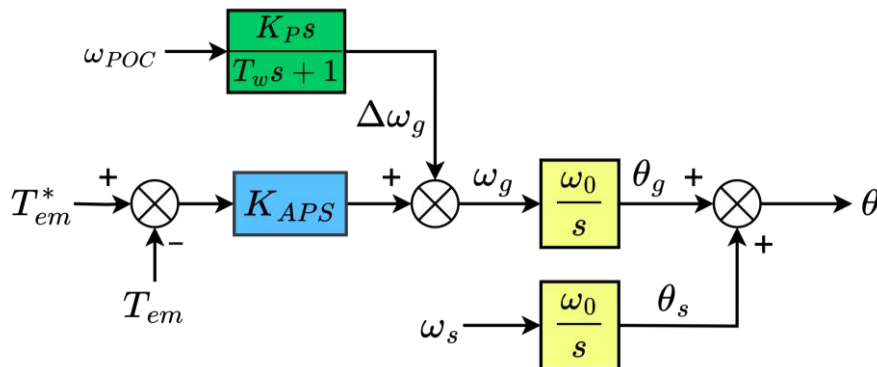


Fig.4.20. Lazo de sincronización APS con POD-P.

Una forma más eficaz de amortiguar las oscilaciones de potencia es empleando la propia potencia activa, la cual tiene un impacto directo sobre la parte mecánica de las máquinas, al estar directamente relacionada con el par electromagnético de las mismas. En una planta convencional, esto no es fácilmente implementable dado que la regulación de potencia activa no es rápidamente controlable, debido a las dinámicas mecánicas y termo-hidráulicas de la propia planta. Sin embargo, en el GADA el control de la máquina es mucho más rápido y sencillo en comparación, debido principalmente al empleo de electrónica de potencia para su control. Esto permite implementar una estrategia de amortiguamiento de oscilaciones basada en el control de la potencia activa inyectada a la red. En un primer instante, podría pensarse que el empleo de un control proporcional P-f lo suficientemente rápido, como sucede en este control, sería suficiente para proveer amortiguamiento de oscilaciones, actuando sobre constante proporcional según el objetivo a perseguir. Sin embargo, dado que esta constante establece el error de potencia activa en régimen permanente frente a una excursión de frecuencia, y los sistemas de generación basados en electrónica de potencia a menudo tienen restricciones para proporcionar incrementos de potencia activa mantenidos por encima del punto de máxima potencia, no es adecuado utilizar este parámetro para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones de potencia. En su lugar, se utiliza una señal externa. Esta señal adicional es añadida al desvío de frecuencia interna del lazo de sincronización, determinando así el

⁴ Aunque, en el caso del GADA, no aparecen dinámicas que introduzcan un retraso de fase elevado entre la señal del POD y su materialización en forma de desvío de par electromagnético, por lo que no es necesaria una compensación de fase.

POD-P. La estructura que genera esta señal es similar a la de un PSS, como se observa en Fig.4.20.

Como se observa en las dos figuras anteriores, en ambos métodos la estructura de generación de la señal de amortiguamiento toma la frecuencia medida en el POC a través de un PLL que, tras filtrarla, se hace pasar por una función *washout* con el objetivo de eliminar la componente continua de la señal de frecuencia. De esta forma, una señal basada en las oscilaciones de frecuencia es obtenida, la cual es alimentada a la referencia del módulo del flujo del rotor, λ_{rd}^* , en el caso del POD-Q; o a la frecuencia interna del lazo de sincronización, ω_g , en el caso del POD-P. El cálculo de los parámetros de los bloques *washout* para cada técnica se lleva a cabo en el capítulo 5 de esta tesis, en base a la estabilidad de pequeña señal del sistema.

4.8. Estrategias de resincronización

En este apartado, se van a presentar las señales que permiten al GADA reconectarse con la red como paso final de un proceso de arranque en negro (*Arranque en negro*). Para ello, será necesario controlar tanto el módulo del fasor de tensión como su frecuencia en el lado más cercano del relé de reconexión, el cual conectará el sistema eléctrico aislado al que pertenece el GADA con el sistema eléctrico al que se quiere reconectar. Estas señales de control no están activas durante la operación normal de la máquina, quedando relegadas exclusivamente a los procedimientos de sincronización con la red, por lo que no se incluyen en el esquema general de control de Fig.4.1.

Durante el proceso de arranque en negro, el GADA no se encuentra conectado a la red principal. Por lo tanto, el control de tensión y frecuencia en el punto de conexión debe ser realizado sin el apoyo de ninguna otra fuente de generación auxiliar. Para este fin, se requiere de un sistema auxiliar de almacenamiento de energía que, en este caso, es una batería electroquímica conectada al bus corriente continua (CC) del convertidor *back-to-back*, ver Fig.4.1.

Durante la operación en modo aislado, los GADAs que incorporan un lazo de sincronización por control proporcional de potencia activa se sincronizan entre ellos a través de este, sin necesidad de intervención externa. De esta forma, operarán a una frecuencia que, en general, no será la frecuencia nominal, debido al desequilibrio entre la referencia de par electromagnético y el par electromagnético real de la máquina, que estará ahora fijado por las cargas del sistema. Además, el control de tensión, basado en

un control proporcional para esta aplicación, permite una distribución equitativa de la potencia reactiva demandada por la carga entre los generadores, pero a costa de mantener un error de tensión en el punto de conexión. Los valores de las constantes proporcionales del control proporcional de tensión de cada máquina se adecuarán a la carga de reactiva asumible por cada generador; siendo 0.5 p.u. de forma predeterminada. Para conseguir operar a los valores de tensión y frecuencia deseados, se emplean dos reguladores integrales una vez que se pueda afrontar la sincronización con el resto del sistema; a estos dos controles se les denominará como regulación secundaria en esta tesis.

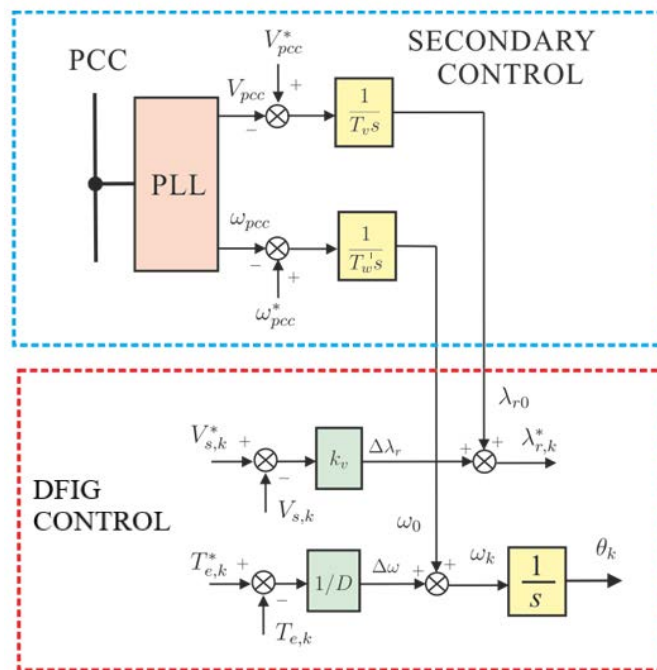


Fig.4.21. Esquema de regulación secundaria para la sincronización del GADA, el subíndice k representa cada máquina.

Como se muestra en Fig.4.21, la regulación secundaria se realiza mediante la medición de la tensión y la frecuencia en el punto de conexión por medio de un PLL. La tensión se regula gradualmente para atenuar la corriente de *inrush* de los transformadores. La regulación secundaria de tensión utiliza un controlador integral con una constante de tiempo, T_v , sintonizada en función del sistema, que produce una señal en forma de incremento de flujo del rotor, λ_{r0} , que se añade a la referencia del módulo del flujo del rotor, λ_r^* , basándose en el mismo principio que el regulador de tensión de este control. Sin embargo, debido a la caída de tensión en los transformadores, en los terminales de los GADAs aparece un error de tensión, lo que les permite compartir la potencia reactiva que necesita el sistema entre ellos, como se ha comentado. La relación entre la referencia de

flujo del rotor y el error de tensión, durante un arranque en negro, se manifiesta de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\lambda_r^* = \lambda_{r0} - k_v \Delta V_s \quad (4.28)$$

donde $\Delta V_s = V_s - V_s^*$.

Fig.4.22 muestra la característica de control proporcional entre λ_r^* y la tensión. En este caso, la curva característica es una recta de pendiente igual al control proporcional de tensión. Cuando se activa el control secundario de tensión, λ_{r0} se modifica afectando al desvío de tensión en los GADAs hasta obtener la tensión nominal en el punto de conexión, tal como se muestra en esta figura.

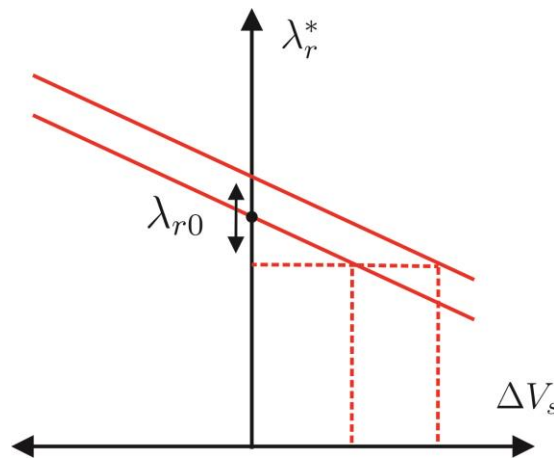


Fig.4.22. Característica flujo del rotor-tensión para un control de tensión basado en control proporcional.

El control secundario de frecuencia se aplica de manera similar. La diferencia entre la referencia de frecuencia y la frecuencia medida en el punto de conexión se hace pasar a través de un controlador integral con una constante de tiempo, T_w' , sintonizada también de acuerdo al sistema, produciendo una señal en forma de desvío de frecuencia que se añade sobre la frecuencia interna de cada generador. De esta manera, se compensa el error de frecuencia debido a las variaciones de carga, garantizando que la frecuencia en el punto de conexión sea la deseada.

A continuación, se muestra la relación entre la frecuencia y el desvío del par electromagnético:

$$\omega_g = \omega_0 - \frac{\Delta T_e}{D} \quad (4.29)$$

donde $\Delta T_e = T_e - T_e^*$ y $1/D = K_{APS}$.

Fig.4.23 muestra la característica de control proporcional entre error de par y frecuencia. En este caso, la curva característica es también una recta de pendiente igual la constante proporcional del lazo de sincronización. El control secundario de frecuencia actúa sobre ω_0 lo cual, para una desviación de par dada, provoca que la frecuencia generada llegue a su valor nominal. No obstante, es más interesante dejar un leve error de frecuencia, a fin de crear un deslizamiento entre los fasores de tensión a ambos lados del relé de conexión, de forma que sus ángulos puedan coincidir con el tiempo, permitiendo reconectar de forma más segura. Además, también se muestra que, variando el valor de K_{APS} de una máquina respecto al de las demás, se consigue asumir un nivel de carga distinto por esa máquina.

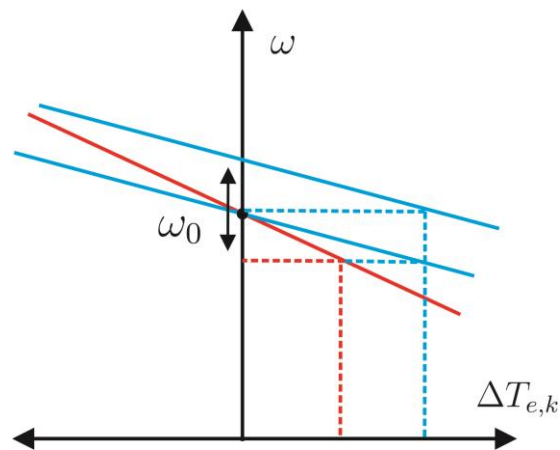


Fig.4.23. Característica par-frecuencia para un lazo de sincronización basado en control proporcional.

Una vez se alcanzan los niveles de tensión y frecuencia deseados en el relé de conexión, se espera a que las fases de las tensiones a ambos lados del relé sean similares y se realiza la reconexión al sistema vecino.

4.9. Control directo del flujo del rotor

Como se ha indicado en el capítulo 3, el GADA presenta una relación directa entre la dinámica del flujo del rotor, $\vec{\lambda}_r$, y la tensión del rotor, \vec{v}_r , que es la variable de actuación del convertidor de lado rotor de este generador, ver (3.15). Esta relación habilita la implementación de una técnica de control directo para los lazos principales de control de flujo del rotor. Esto es interesante principalmente dada la mayor dinámica que poseen este tipo de controles, de gran utilidad en operación ante perturbaciones rápidas, como los huecos de tensión, que son una de las principales debilidades del GADA, como se ha observado en el capítulo 3. Además, dado que el sistema de limitación de corriente

reactiva se aplica directamente sobre los lazos principales de control, se podrá tomar ventaja directa de las bondades de esta técnica durante este tipo de perturbaciones. Para las simulaciones realizadas con esta técnica de control, se emplea el lazo externo de control de tensión descrito en el capítulo 4 de esta tesis.

El principio de funcionamiento de la técnica de control directo consiste en aprovechar una dinámica directa entre la variable de control ($\vec{\lambda}_r$) y la variable de actuación (\vec{v}_r), de forma que es posible calcular cuál es la magnitud, dirección y tiempo de aplicación de la variable de actuación para conseguir la evolución deseada en la variable de control, con el fin de llevarla hacia su referencia. En este caso, esto se traduce en calcular el patrón de disparo de los IGBTs a aplicar, y durante cuánto tiempo, para conducir a las componentes síncronas del flujo del rotor, λ_{rd} y λ_{rq} , hacia sus valores de referencia. El principio de funcionamiento se extrae de (3.2) que, referida a un sistema de referencia rotórico, puede expresarse como:

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\lambda}_r}{dt} \quad (4.30)$$

y despreciando la resistencia del rotor e integrando, resulta:

$$\vec{\lambda}'_r = \vec{\lambda}_r + \vec{V}_k \Delta t \quad (4.31)$$

donde $\vec{\lambda}'_r$ es el vector de flujo del rotor alcanzado después de la aplicación de un determinado vector de tensión del rotor, \vec{V}_k , durante el período Δt .

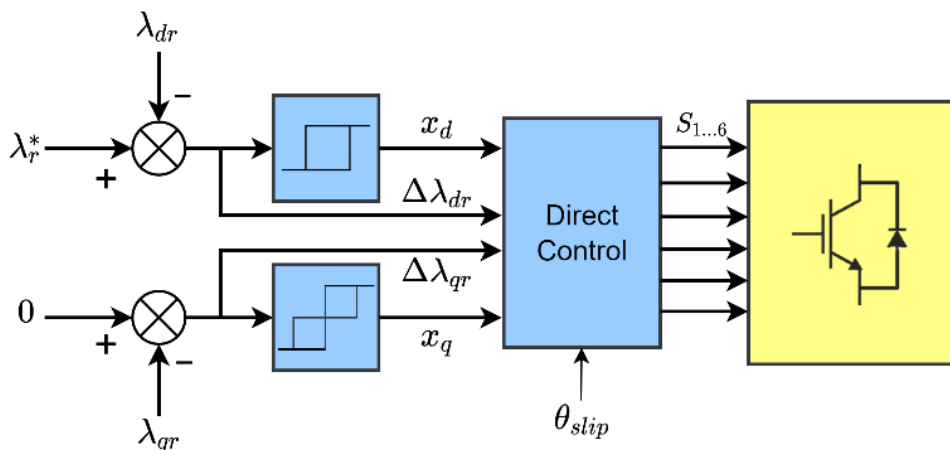


Fig.4.24. Lazos de control de las componentes síncronas del flujo del rotor para la topología de control directo.

Para lograr el control, se emplean un tipo de reguladores conocidos como reguladores con histéresis, así como una lógica de control basada en la posición y el error de las componentes síncronas del flujo del rotor. Fig.4.24 muestra la apariencia de los lazos de control principales cuando se implementa un control directo.

Así, la tensión del rotor puede determinar la evolución del flujo del rotor, permitiendo controlar la potencia reactiva intercambiada por el estator del GADA, o bien el nivel de tensión en sus bornes; de la misma forma que ocurría empleando los lazos de control vectoriales. Análogamente, el control del par electromagnético sigue realizándose por medio del lazo de sincronización, permitiendo modificar la posición relativa entre los flujos de estator y rotor, y por tanto del ángulo de carga, siempre que el flujo del rotor se encuentre orientado al sistema de referencia determinado por este lazo.

4.9.1 Reguladores con histéresis

En un control directo, respecto a un control vectorial clásico, los reguladores P, PI o PID son sustituidos por reguladores con histéresis. El nombre de estos reguladores proviene del modo de funcionamiento de la lógica de estos reguladores, dado el estado de dichos reguladores depende de la dirección en la que evolucione la variable de entrada. Es decir, depende de su historia previa.

En lo que respecta a los reguladores con histéresis empleados en el control directo descrito en este capítulo, la salida o estado de los mismo se denomina con la variable x . Esta variable podrá adquirir tantos valores como niveles posea el regulador con histéresis. En el caso del regulador de λ_{rd} , puede ser +1 o -1, por lo que se define como un regulador de dos niveles; mientras que el regulador de λ_{rq} emplea un regulador de tres niveles: +1, 0 o -1. Típicamente, se emplea un regulador de tres niveles para la variable más relacionada con el control del par electromagnético, que en este caso es λ_{rq} debido a que su condición $\lambda_{rq} \neq 0$ tiene un elevado impacto en el ángulo de carga. Además, esta componente es muy importante ya que su control garantiza la sincronización de la máquina. El valor de x depende del valor de los errores de flujo, $\Delta\lambda_{rd}$ y $\Delta\lambda_{rq}$, de la región de procedencia dentro del ciclo de histéresis del regulador y del ancho de banda del mismo. El ancho de banda de estos reguladores tiene un gran impacto sobre la eficacia del control y el rizado introducido por el mismo sobre las variables de control. En circunstancias normales, a menor ancho de banda, mejor desempeño. No obstante, el ancho de banda está limitado normalmente por el periodo de conmutación del convertidor,

entre otros factores relacionados con la implementación *hardware* [19]. Dado que la frecuencia de conmutación es de 2000 Hz para nuestro caso, estas bandas se establecen en 0.0005 p.u. para ambos bucles, B_d y B_q . Fig.4.24 muestra el esquema lógico de los reguladores con histéresis de cada lazo de control.

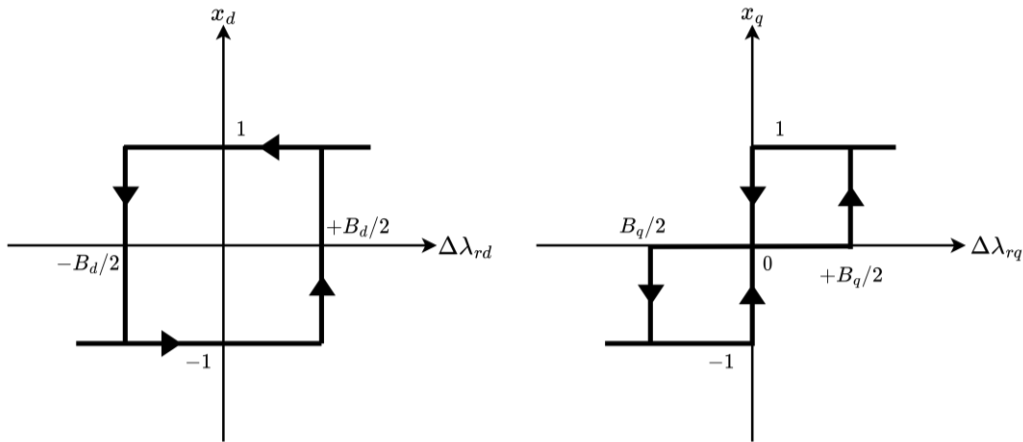


Fig.4.25. Esquema lógico de los reguladores con histéresis de los lazos de control de λ_{rd} (izda) y λ_{rq} (dcha).

4.9.2 Determinación del patrón de disparo del convertidor

Como se muestra en Fig.4.24, la lógica del control directo empleado en esta tesis requiere los errores de los componentes de flujo del rotor, $\Delta\lambda_{rd}$ y $\Delta\lambda_{rq}$, las salidas de los dos reguladores con histéresis, x_d y x_q , así como el ángulo de deslizamiento para determinar el patrón de conmutación a aplicar. En este caso, se incorpora un convertidor de tipo *voltage source converter* (VSC) de dos niveles en el RSC, por lo que se necesita determinar seis estados ($S_{1...6}$). Para esta versión, se utiliza una lógica de control basada en doce sectores, en lugar de seis, que es la variable más común, de forma que se optimiza el vector de tensión de rotor a aplicar [19]. Cabe mencionar que, en el control directo, cuando se refiere al vector de tensión del rotor, es equivalente a un cierto estado de conmutación de los IGBTs del RSC. Ocho vectores de tensión del rotor diferentes resultan de las combinaciones viables de estados de conmutación, todos ellos representados en Fig.4.26. Nótese que dos de ellos son vectores nulos, V_7 y V_8 . Además, el diagrama muestra un ejemplo de actuación sobre la variable de flujo del rotor, con la trayectoria a seguir por esta.

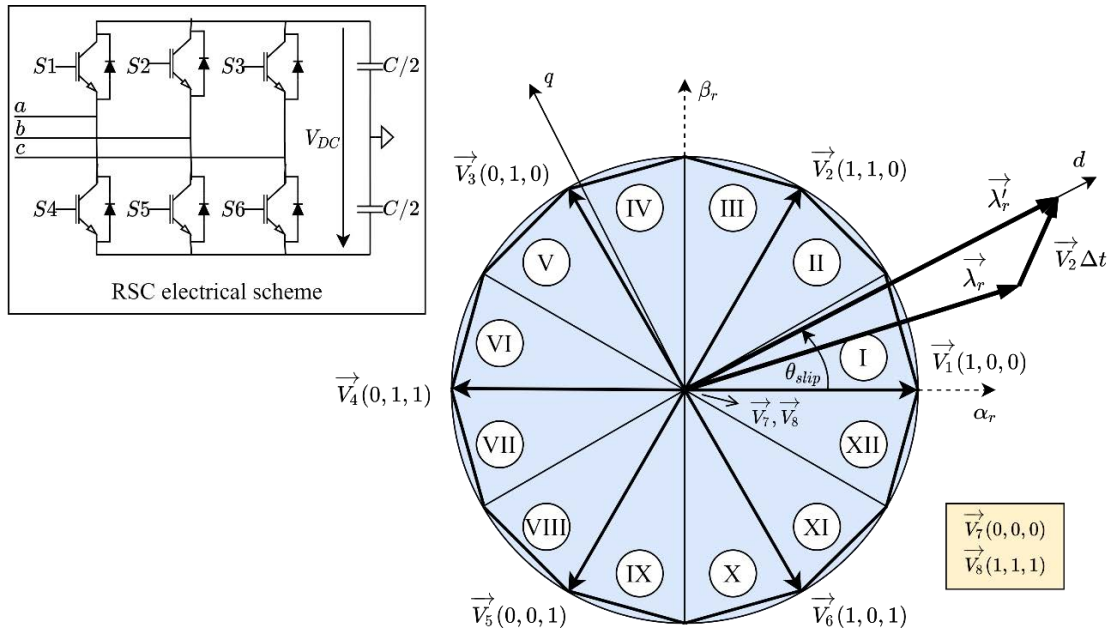


Fig.4.26. Diagrama vectorial de doce sectores del control directo con un ejemplo de trayectoria del flujo del rotor y esquema eléctrico del RSC, con señales de disparo.

En Fig.4.26, los tres números que acompañan a cada vector de tensión del rotor son los estados correspondientes de los IGBTs de la rama superior, con el siguiente formato: (S_1 , S_2 , S_3). Los estados de los IGBTs de la rama inferior se calculan invirtiendo el estado de los superiores. Como se aprecia, el ángulo de deslizamiento impone el sector de operación. Dado que se emplean doce sectores en esta variante, cada sector recorre 30° . En el ejemplo mostrado en la figura, el ángulo de deslizamiento se encuentra en el sector 1.

La lógica del control directo también requiere determinar cuál de los errores, $\Delta\lambda_{rd}$ y $\Delta\lambda_{rq}$, debe priorizarse. Esto es necesario dado que, para una situación determinada, dos vectores (sin contar los vectores nulos) se encuentran disponibles. Para esta tesis, esta preferencia se realizará atendiendo al mayor de ambos errores. Además, como los errores del flujo del rotor se expresan en un sistema de referencia síncrono, que no proporciona información de la ubicación de este vector en relación con un sistema de referencia del rotor, también se requiere el ángulo de sincronización del rotor, θ_{slip} . Con esto, la lógica de control directo determina el patrón de conmutación que se aplicará hasta que otro vector se vuelva óptimo. La distribución espacial de los vectores de tensión disponibles referidos a un sistema de referencia del rotor se puede expresar de la siguiente manera:

$$\vec{V}_k = \frac{2}{3} V_{DC} e^{j\left((k-1)\frac{\pi}{3} - \theta_{slip}\right)} \quad (4.32)$$

donde k hace referencia a cada uno de los vectores de tensión aplicables y V_{DC} es la tensión nominal del bus CC.

En relación con los vectores nulos (V_7 y V_8), que normalmente son aplicados cuando se determina que no es necesario tomar ninguna acción, se recurrirá a aquel que requiera las variaciones mínimas del estado del conmutador para reducir la frecuencia de conmutación. La TABLA V recoge los vectores de tensión del rotor a aplicar en función del estado de los reguladores con histéresis, del error de las variables de control y del sector determinado por el ángulo de deslizamiento.

TABLA V. LÓGICA DE CONMUTACIÓN PARA EL CONTROL DIRECTO IMPLEMENTADO.

Out		Sector												
x_d	x_q		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	$\Delta\lambda_{rq} > \Delta\lambda_{rd}$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$
		$\Delta\lambda_{rd} > \Delta\lambda_{rq}$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$
1	0	$\Delta\lambda_{rq} > \Delta\lambda_{rd}$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$
		$\Delta\lambda_{rd} > \Delta\lambda_{rq}$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$
1	-1	$\Delta\lambda_{rq} > \Delta\lambda_{rd}$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$
		$\Delta\lambda_{rd} > \Delta\lambda_{rq}$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$
-1	1	$\Delta\lambda_{rq} > \Delta\lambda_{rd}$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$
		$\Delta\lambda_{rd} > \Delta\lambda_{rq}$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$
-1	0	$\Delta\lambda_{rq} > \Delta\lambda_{rd}$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$
		$\Delta\lambda_{rd} > \Delta\lambda_{rq}$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$	$\bar{V}8$	$\bar{V}8$	$\bar{V}7$	$\bar{V}7$
-1	-1	$\Delta\lambda_{rq} > \Delta\lambda_{rd}$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$	$\bar{V}5$
		$\Delta\lambda_{rd} > \Delta\lambda_{rq}$	$\bar{V}5$	$\bar{V}5$	$\bar{V}6$	$\bar{V}6$	$\bar{V}1$	$\bar{V}1$	$\bar{V}2$	$\bar{V}2$	$\bar{V}3$	$\bar{V}3$	$\bar{V}4$	$\bar{V}4$

Atendiendo a la lógica de funcionamiento, podemos darnos cuenta de que, para cada situación, se aplica un vector de tensión determinado durante un tiempo determinado. Esto provoca que la frecuencia de conmutación no sea constante cuando se implementan este tipo de controles, aunque está relacionada con el periodo de muestreo. Esto lleva a pérdidas variables en los semiconductores y también a niveles de rizado variables en las variables de control. En el capítulo 7 se muestra el desempeño de este sistema de control implementando un control directo ante un hueco de tensión equilibrado y desequilibrado.

CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL GADA CON CONTROL *GRID-FORMING* EN EL ESPACIO DE ESTADOS

En este capítulo se presenta un análisis de pequeña señal que demuestra la estabilidad del GADA cuando el convertidor de lado rotor implementa el control *grid-forming* propuesto en esta tesis. En primer lugar, se determinan los polos del sistema en el espacio de estados a partir de las ecuaciones dinámicas de la máquina presentadas en el capítulo 3 y de las ecuaciones que definen el sistema de control propuesto. De forma adicional, se emplea el análisis de estabilidad de pequeña señal para comparar el impacto de las dos tipologías de lazo de sincronización explicadas, APS y VSM, justificando la elección tomada para este control. Por último, también se emplea esta metodología para determinar los parámetros de los sistemas de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, debido a su estrecha relación con los modos de oscilación del sistema.

5.1. Estabilidad del lazo de sincronización en un control *grid-forming*

Para analizar el impacto de la constante de inercia virtual en la estabilidad de un sistema, se ha llevado a cabo un análisis de pequeña señal sobre un sistema simplificado, cuyo diagrama de bloques para el caso del lazo de sincronización VSM se muestra en Fig.5.1, donde haciendo H_{VSM} igual a cero resultaría en el diagrama de bloques del sistema simplificado para el lazo APS.

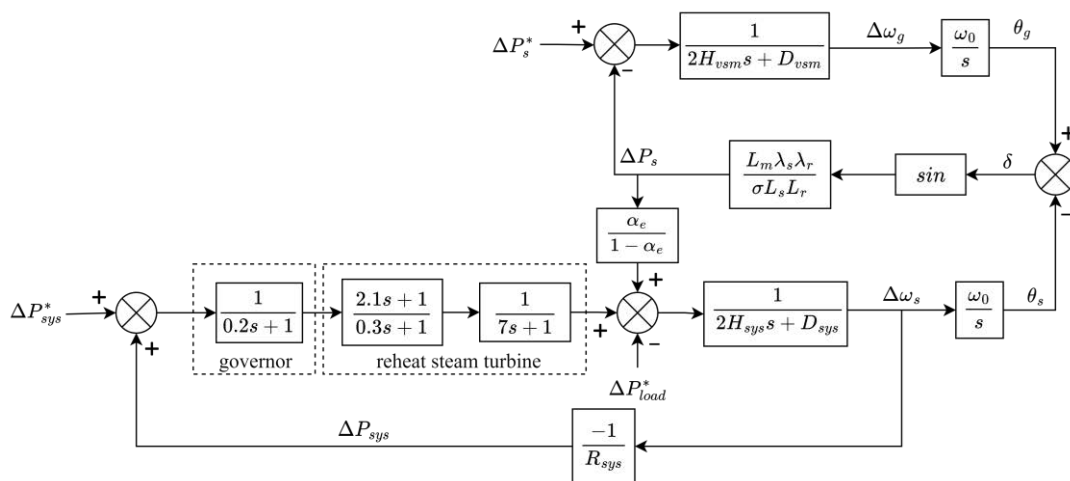


Fig.5.1. Diagrama de bloques del sistema simplificado empleado para el análisis de estabilidad del lazo de sincronización VSM, (variables en p.u.).

Fig.5.2 muestra la evolución de los valores propios principales, en un sistema simplificado con generación síncrona convencional y generación electrónica

implementando un lazo de sincronización VSM, cuando se varía el parámetro de inercia virtual, H_{vsm} , para diferentes valores de inercia física del sistema, H_{sys} . En ella se puede observar cómo ciertos modos del sistema se desplazan rápidamente hacia el semiplano positivo a medida que aumenta H_{vsm} , siendo más crítica la situación cuando H_{sys} se reduce, llegando incluso a hacerse inestable. Los parámetros del sistema se recogen en TABLA VI. Esto pone de manifiesto la necesidad de estudiar rigurosamente el valor de inercia virtual cuando se quiere implementar un control *grid-forming* de este tipo en un sistema determinado, pudiéndose llegar a valorar la regulación de este parámetro durante la operación, en función de las condiciones del sistema. Comparando esta localización de polos del sistema simplificado con aquella resultante al emplear un lazo de sincronización APS para la generación electrónica, mostrada en Fig.5.3, se demuestra el perjuicio causado por la inercia virtual en el amortiguamiento de los modos electromecánicos del sistema, pasando estos a tener un coeficiente de amortiguamiento de alrededor de entre 75 % y 80 % para el caso del lazo de sincronización sin inercia virtual a menos del 8 % con la inclusión de este aspecto, para los valores de inercia virtual y control proporcional considerados, tomando como referencia valores típicos del sistema para los casos de partida. Además, también se aprecia que la dependencia de estos con inercia física del sistema es menos crítica cuando se emplea un lazo de sincronización APS, llegando incluso a obtenerse mayores niveles de amortiguamiento para los valores más reducidos de H_{sys} en dichos modos.

TABLA VI. PARÁMETROS DEL SISTEMA EQUIVALENTE PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL LAZO DE SINCRONIZACIÓN.

Descripción	Parámetro	Valor
Constante de amortiguamiento del lazo de sincronización	D_{vsm} & D_{APS}	20 p.u.
Módulo del flujo del rotor	λ_r	1.035 p.u.
Módulo del flujo del estator	λ_s	1 p.u.
Velocidad angular nominal	ω_0	$2\pi 50$ rad/s
Constante proporcional de los generadores síncronos del sistema	R_{sys}	0.05 p.u.
Constante de amortiguamiento del sistema	D_{sys}	0.01 p.u.
Penetración de la generación renovable sobre la generación total	α_e	50 %

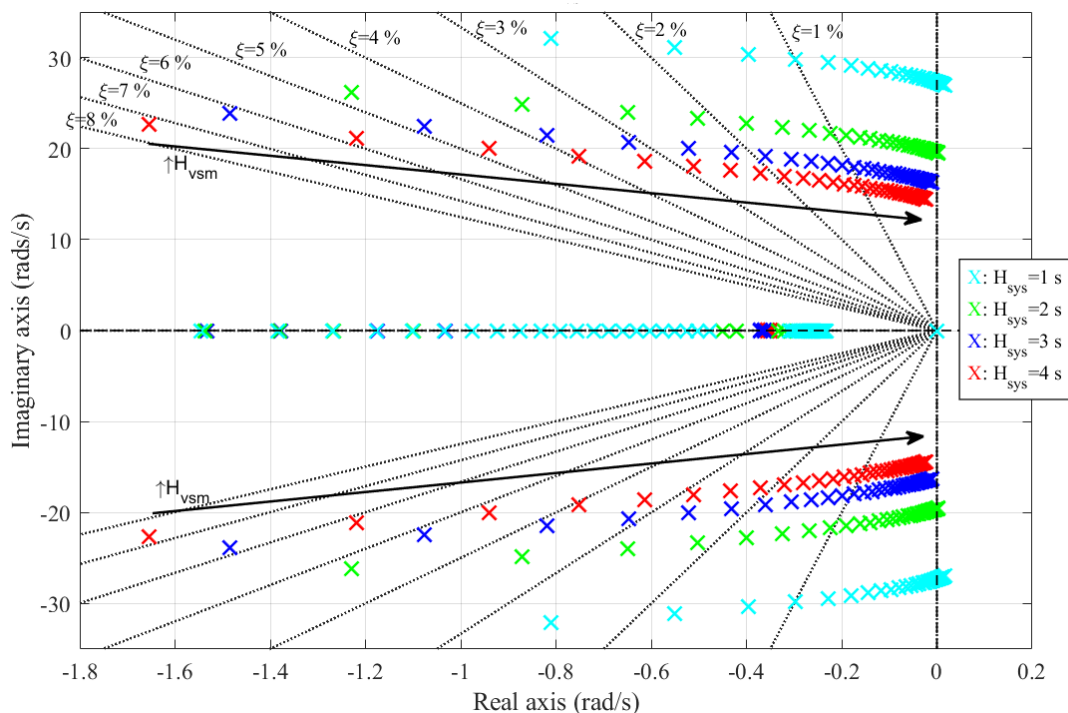


Fig.5.2. Evolución de los polos del sistema cuando se modifica la constante de inercia virtual de los generadores con VSM de 2 s hasta 20 s, con saltos de 0.5 s, para distintos valores de constante de inercia física total en el sistema.

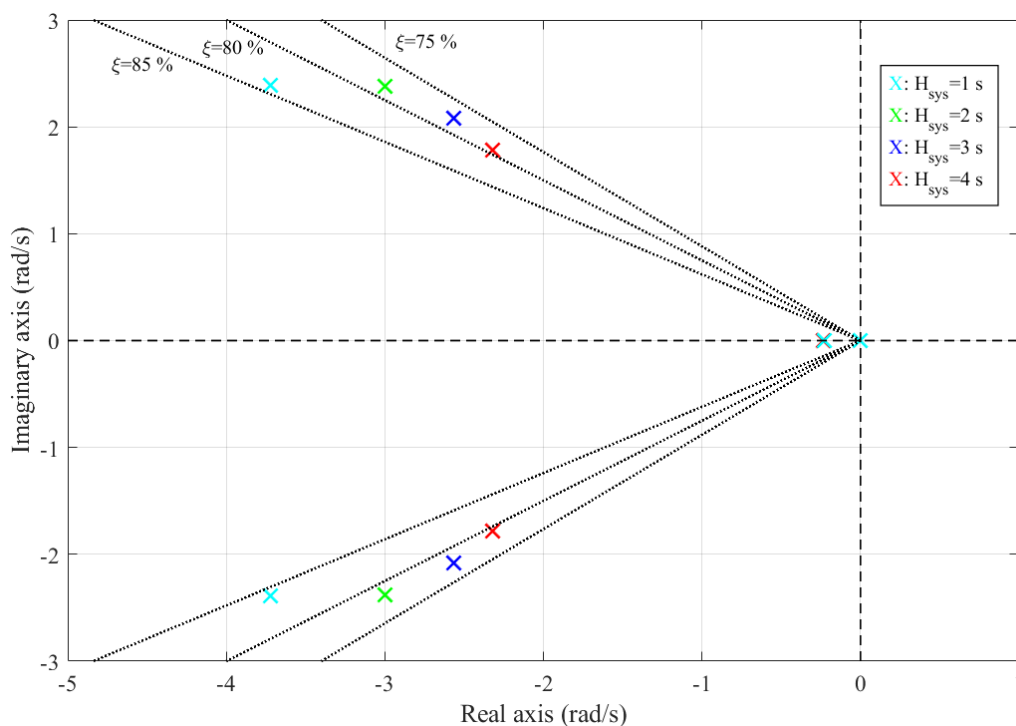


Fig.5.3. Evolución de los polos del sistema con lazo de sincronización APS en la generación electrónica, para distintos valores de constante de inercia física total en el sistema.

5.2. Estabilidad del GADA con el sistema de control propuesto

En este apartado se analiza la estabilidad del GADA implementando el sistema de control propuesto en esta tesis. Para ello, se lleva a cabo un estudio de pequeña señal en el espacio de estados de la máquina controlada, donde se analizará la posición de los polos de la misma en el plano imaginario. Para simplificar este análisis, algunos aspectos del control no se consideran, como los limitadores de los reguladores y los sistemas de limitación de las componentes activa y reactiva de la corriente, debido a su no linealidad; así como las señales de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, dado que asumiremos que la máquina se encuentra conectada a una fuente de potencia infinita para este análisis; y tampoco los lazos externos de control de reactiva/tensión, debido a sus lentas dinámicas en comparación con los lazos internos de control.

En este análisis, el espacio de estados de la máquina estará determinado por (3.14) y (3.15), como ecuaciones dinámicas de la máquina, a las que habrá que añadir las ecuaciones del control, que en este caso serán aquellas que definen los lazos de control de las componentes síncronas del flujo del rotor y el lazo de sincronización APS. Comenzando por las ecuaciones dinámicas que definen los reguladores del flujo del rotor, las componentes de la tensión del rotor son ahora una salida de este control, obtenidas de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\vec{v}_r = K_p(\vec{\lambda}_r^* - \vec{\lambda}_r) + K_i \int (\vec{\lambda}_r^* - \vec{\lambda}_r) dt \quad (5.1)$$

que, descomponiéndola en los ejes dq síncronos, se expresa para cada lazo de control de las componentes síncronas del flujo del rotor que, obviando los términos cruzados de los lazos de control, quedan de la siguiente forma:

$$v_{rd} = K_p(\lambda_r^* - \lambda_{rd}) + K_i \int (\lambda_r^* - \lambda_{rd}) dt \quad (5.2)$$

$$v_{rq} = -K_p\lambda_{rq} - K_i \int \lambda_{rq} dt. \quad (5.3)$$

Al emplear reguladores con parte integral para estos dos lazos, se deben definir dos variables de estado adicionales para cada regulador, denominadas x_{rd} y x_{rq} , gobernadas por las siguientes ecuaciones dinámicas:

$$\frac{dx_{rd}}{dt} = K_i(\lambda_r^* - \lambda_{rd}) \quad (5.4)$$

$$\frac{dx_{rq}}{dt} = -K_i\lambda_{rq}. \quad (5.5)$$

Expresando ahora las ecuaciones dinámicas de la tensión del rotor en función de estas variables:

$$v_{rd} = K_p(\lambda_r^* - \lambda_{rd}) + x_{rd} \quad (5.6)$$

$$v_{rq} = -K_p\lambda_{rq} + x_{rq}. \quad (5.7)$$

Introduciendo estas dos últimas expresiones en (3.15), de forma que ahora la tensión del rotor ya no es una variable de entrada independiente en el modelo dinámico del GADA, y descomponiendo en los dos ejes síncronos, resultan dos nuevas expresiones para las ecuaciones dinámicas de las componentes del flujo del rotor:

$$\frac{d\lambda_{rd}}{dt} = \frac{1}{T_r} \frac{L_m}{L_s} \lambda_{sd} - \left(\frac{1}{T_r} + K_p \right) \lambda_{rd} + s\omega_s \lambda_{rq} + x_{rd} + K_p \lambda_r^* \quad (5.8)$$

$$\frac{d\lambda_{rq}}{dt} = \frac{1}{T_r} \frac{L_m}{L_s} \lambda_{sq} - s\omega_s \lambda_{rd} - \left(\frac{1}{T_r} + K_p \right) \lambda_{rq} + x_{rq} \quad (5.9)$$

las cuales, considerando el deslizamiento constante, s , son ecuaciones lineales. Por otro lado, las ecuaciones dinámicas del flujo del estator no dependen de la tensión del rotor, por lo que quedan de la siguiente forma:

$$\frac{d\lambda_{sd}}{dt} = -\frac{1}{T_s} \lambda_{sd} + \omega_s \lambda_{sq} + \frac{1}{T_s} \frac{L_m}{L_r} \lambda_{rd} + v_{sd} \quad (5.10)$$

$$\frac{d\lambda_{sq}}{dt} = -\omega_s \lambda_{sd} - \frac{1}{T_s} \lambda_{sq} + \frac{1}{T_s} \frac{L_m}{L_r} \lambda_{rq} + v_{sq} \quad (5.11)$$

donde $v_{sd} = v_s \sin\theta_g$ y $v_{sq} = v_s \cos\theta_g$. Dichos términos convierten a estas dos expresiones en no lineales, dado que representan el producto del módulo de la tensión del estator, v_s , interpretado como una perturbación del sistema; y de una función trigonométrica de la variable de estado del lazo de sincronización, θ_g . La ecuación

dinámica de esta variable de estado se expresa de la siguiente forma para un lazo de sincronización APS:

$$\frac{d\theta_g}{dt} = K_{APS}\omega_0(T_e^* - T_e) \quad (5.12)$$

que, según la expresión para el par electromagnético en (3.25), donde se realizarán las siguientes asunciones: el ángulo de carga igual al ángulo interno del lazo de sincronización, y el módulo del flujo del rotor igual a la componente d de dicho flujo; quedando de la siguiente forma:

$$T_e = \frac{3}{2}p \left(\frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \right) \lambda_{rd} \lambda_s \sin \theta_g \quad (5.13)$$

pudiendo reescribirse como:

$$\frac{d\theta_g}{dt} = K_{APS}\omega_0 \left(T_e^* - \frac{3}{2}p \frac{L_m}{\sigma L_s L_r} \lambda_{rd} \lambda_s \sin \theta_g \right) \quad (5.14)$$

resultando otra ecuación no lineal debido a la aparición del triple producto entre los de los flujos de estator y rotor y una función trigonométrica del ángulo de sincronización. El modelo dinámico del GADA controlado por el control propuesto queda por tanto definido por las ecuaciones (5.4), (5.5), (5.8), (5.9), (5.10), (5.11) y (5.14). Linealizando estas ecuaciones en torno a un punto de equilibrio, las variables de estado del modelo linealizado del GADA controlado son:

$$[\Delta x] = [\Delta \lambda_{sd}, \Delta \lambda_{sq}, \Delta \lambda_{rd}, \Delta \lambda_{rq}, \Delta x_{rd}, \Delta x_{rq}, \Delta \theta_g]^T. \quad (5.15)$$

Las entradas de este modelo son el módulo de la tensión del estator, v_s , y las referencias del flujo del rotor, λ_r^* , y del par electromagnético, T_e^* ; quedando el vector de entradas de la siguiente forma:

$$[\Delta u] = [\Delta v_s, \Delta \lambda_r^*, \Delta T_e^*]^T. \quad (5.16)$$

Por último, las salidas de este modelo son las variables objetivo del sistema de control: el módulo del flujo del rotor, λ_r , y el par electromagnético de la máquina, T_e ; quedando el vector de salidas como:

$$[\Delta y] = [\Delta \lambda_r, \Delta T_e]^T \quad (5.17)$$

siendo las salidas definidas por las ecuaciones $\Delta \lambda_r = \Delta \lambda_{rd}$ y (5.13).

Así, el conjunto de ecuaciones linealizadas en torno al punto de equilibrio además de las ecuaciones analíticas que definen las salidas del modelo constituyen el espacio de estados:

$$\frac{d[\Delta x]}{dt} = A[\Delta x] + B[\Delta u] \quad (5.18)$$

$$[\Delta y] = C[\Delta x] + D[\Delta u]. \quad (5.19)$$

Los elementos de las matrices A, B, C, D se encuentran en el Apéndice C. El punto de equilibrio queda definido por los siguientes valores: $T_{e0} = -1$ p.u. (criterio motor), $v_s = 1$ p.u., y $s = -0.2$. Los parámetros de los reguladores, así como la constante proporcional del lazo de sincronización, son los indicados en el capítulo 4 de esta tesis. En TABLA VII y TABLA VIII se recogen los parámetros de cada uno de los valores propios de este sistema para el modelo del GADA con el control propuesto y para el GADA sin controlar, respectivamente.

En Fig.5.4 se puede observar la posición de los valores propios del modelo linealizado del GADA en el plano imaginario. Atendiendo a los valores propios que representan principalmente a las variables de estado del flujo del rotor, $\Delta \lambda_{rd}$ y $\Delta \lambda_{rq}$, se puede observar que son desplazados considerablemente hacia la izquierda con respecto a su posición en una máquina sin control, cuyos valores propios se muestran en Fig.5.5, pasando su coeficiente de amortiguamiento de 26.3 % a 97.87 %. Esto es debido a la inserción de los reguladores de flujo del rotor. No obstante, la parte imaginaria de estos modos conserva un valor similar en ambos modelos, por lo que la frecuencia de oscilación no se ve modificada por el control y además muestra una estrecha relación con el deslizamiento de la máquina. Su frecuencia natural de oscilación en el sistema controlado es de 322.04 rad/s lo que, debido al elevado coeficiente de amortiguamiento, supone una constante de tiempo de alrededor de 3 ms, muy similar a la obtenida en la respuesta a escalón de estos lazos de control. Por otro lado, los valores propios relacionados con las variables de estado del flujo del estator, $\Delta \lambda_{sd}$ y $\Delta \lambda_{sq}$, no parecen alterar significativamente su posición respecto al modelo de la máquina sin controlar, debido a la ausencia de control sobre ellos. Por este motivo, presentan un amortiguamiento pobre, del 5.67 %, ligeramente

superior al de la máquina sin controlar, que es de 4.84 %. El valor propio relacionado con el ángulo interno de lazo de sincronización, $\Delta\theta_g$, también se encuentra en el semiplano negativo, con un coeficiente de amortiguamiento del 100 % y una frecuencia natural de 62.64 rad/s; resultando en un modo con una constante de tiempo de 15 ms, aproximadamente, muy similar a la vista en la respuesta ante escalón de este lazo en el Capítulo 4. Por último, las variables de estado auxiliares relacionadas con los reguladores de flujo, Δx_{rd} y Δx_{rq} , se encuentran igualmente en el semiplano negativo y altamente amortiguadas, con un factor de amortiguamiento de 98.08 %.

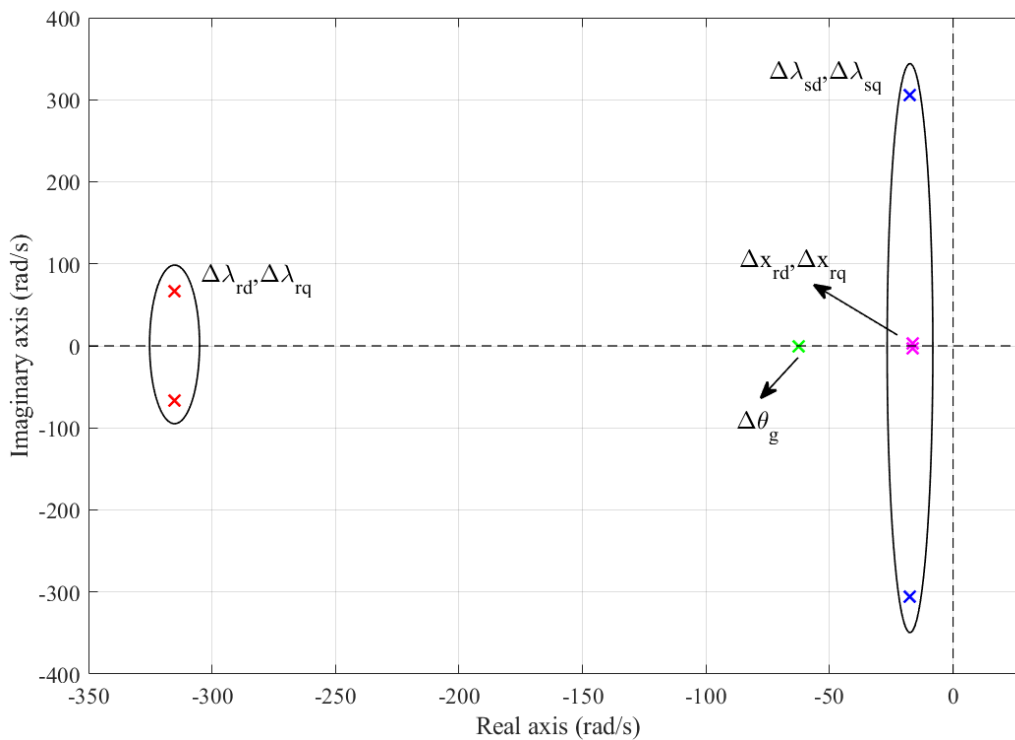


Fig.5.4. Localización de los valores propios del GADA con un control *grid-forming* orientado al flujo del rotor.

TABLA VII. DATOS DE LOS VALORES PROPIOS DE UN MODELO DEL GADA CON CONTROL *GRID-FORMING* ORIENTADO AL FLUJO DEL RÓTOR.

Variable de estado dominante	Valor propio (rad/s)	Coef. Amortiguamiento (%)	Frecuencia natural (rad/s)
$\Delta\lambda_{sd}, \Delta\lambda_{sq}$	$-17.4 \pm j306.1$	5.67	306.59
$\Delta\lambda_{rd}, \Delta\lambda_{rq}$	$-315.2 \pm j66.2$	97.87	322.04
$\Delta x_{rd}, \Delta x_{rq}$	$-16.3 \pm j3.2$	98.08	16.63
$\Delta\theta_g$	-62.6	100	62.64

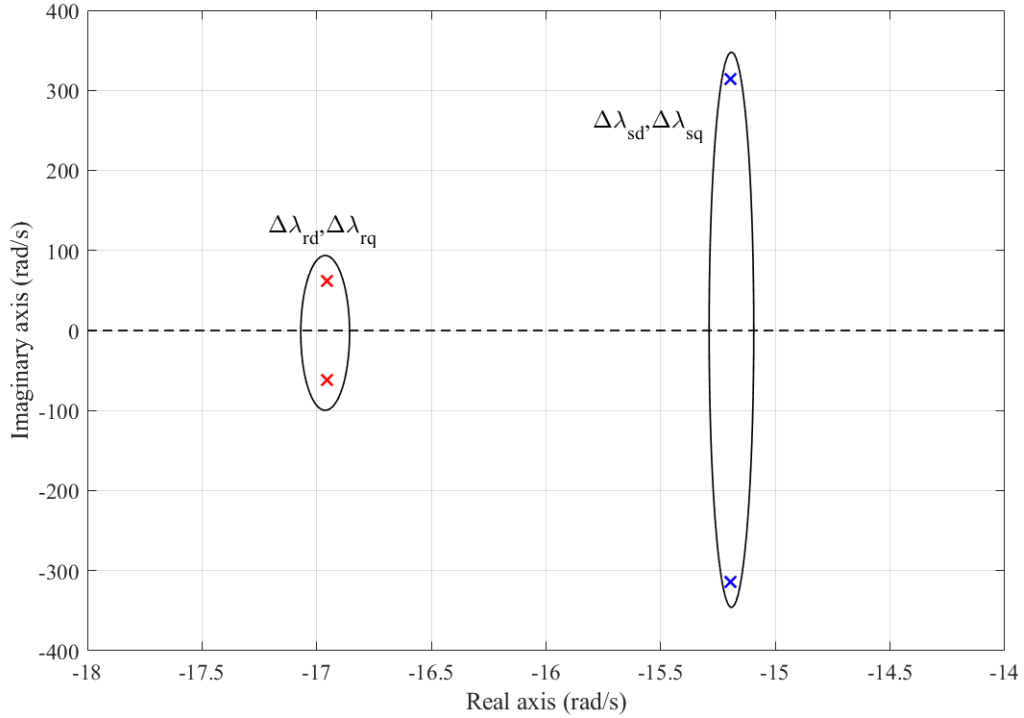


Fig.5.5. Localización de los valores propios del GADA sin control.

TABLA VIII. DATOS DE LOS VALORES PROPIOS DE UN MODELO DEL GADA SIN CONTROL.

Variable de estado dominante	Valor propio (rad/s)	Coef. Amortiguamiento (%)	Frecuencia natural (rad/s)
$\Delta\lambda_{sd}, \Delta\lambda_{sq}$	$-15.2 \pm j313.5$	4.84	313.89
$\Delta\lambda_{rd}, \Delta\lambda_{rq}$	$-16.9 \pm j62.2$	26.3	64.46

Fig.5.6 muestra la localización de los valores propios de un modelo de GADA con un control vectorial clásico, basado en [35], con dos lazos de control de potencia activa y reactiva; al que se han agregado señales de inercia virtual y control proporcional P-f. El modelo está constituido por un GADA implementando este control conectado a una red ideal. Las variables de estado de este sistema son las siguientes:

$$[\Delta x] = [\Delta\lambda_{sd}, \Delta\lambda_{sq}, \Delta\lambda_{rd}, \Delta\lambda_{rq}, \Delta x_P, \Delta x_Q, \Delta x_{VI}, \Delta\theta_{PLL}]^T. \quad (5.20)$$

donde Δx_P y Δx_Q son ahora las variables de estado auxiliares de los reguladores PI de los lazos de control de potencia activa y reactiva, Δx_{VI} representa la variable de estado de la función de transferencia empleada para simular el retraso de la medida de la derivada de la frecuencia y $\Delta\theta_{PLL}$ es la variable de estado del PLL. El punto de equilibrio queda definido por los siguientes valores: $P_0 = -1$ p.u. (criterio motor), $Q_0 =$

0 p.u., $u_s = 1$ p.u. y $s = -0.2$. TABLA IX recoge los parámetros que caracterizan cada valor propio de este sistema.

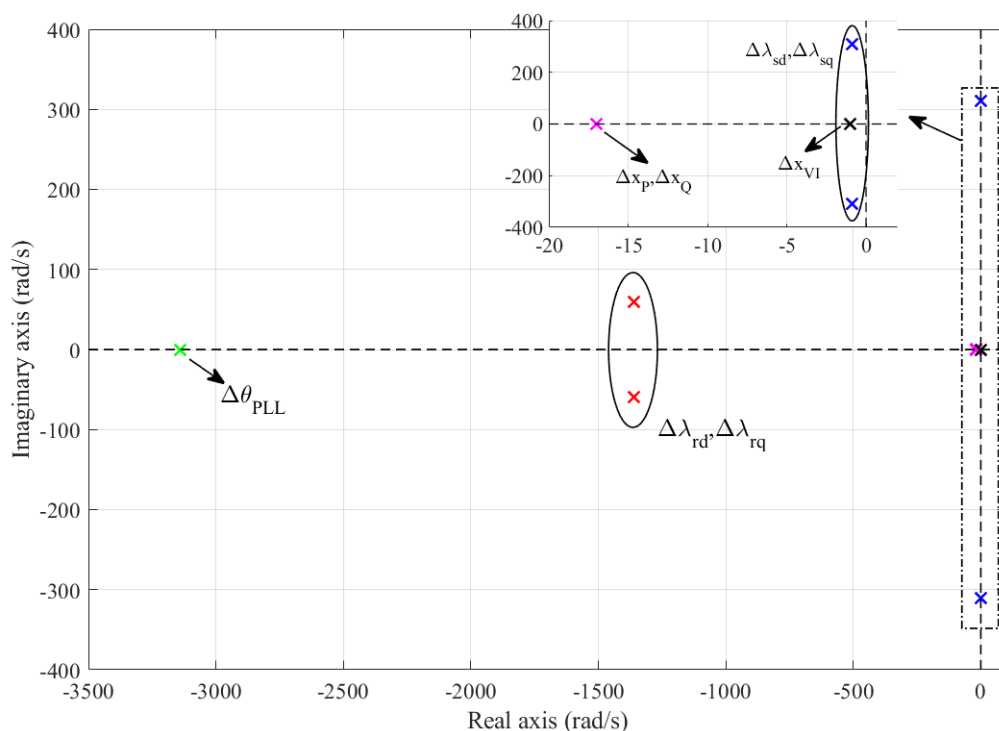


Fig.5.6. Localización de los valores propios del GADA con un control vectorial clásico.

TABLA IX. DATOS DE LOS VALORES PROPIOS DE UN MODELO DEL GADA CON CONTROL VECTORIAL CLÁSICO.

Variable de estado dominante	Valor propio (rad/s)	Coef. Amortiguamiento (%)	Frecuencia natural (rad/s)
$\Delta\lambda_{sd}, \Delta\lambda_{sq}$	$-0.9 \pm j310.2$	0.28	310.2
$\Delta\lambda_{rd}, \Delta\lambda_{rq}$	$-1359.2 \pm j59.7$	99.9	1360.5
$\Delta x_p, \Delta x_q$	$-17 \pm j0.8$	99.89	17
Δx_{VI}	-2	100	2
$\Delta\theta_{PLL}$	-3140.6	100	3140.6

Comparando la estabilidad de pequeña señal de la GADA con el control propuesto frente a un control vectorial clásico implementando respuesta proporcional P-f y emulación de inercia, se observa que la estabilidad del GADA mejora significativamente atendiendo a los valores propios más críticos del sistema, que son claramente aquellos relacionados con las variables de estado del flujo del estátor. De esta forma, la máquina es mucho menos sensible a las condiciones de la red cuando se implementa el control propuesto en

esta tesis, dado que estas determinan la evolución de esta variable ante perturbaciones del sistema.

5.3. Sintonización de los PODs mediante el análisis de pequeña señal del sistema

En este apartado, se presenta el circuito equivalente del sistema empleado para llevar a cabo un análisis de estabilidad del GADA operando eléctricamente cercano a generación síncrona, con el objetivo último de determinar los parámetros de las estructuras para el amortiguamiento de oscilaciones implementadas en el control propuesto en esta tesis. Para ello, se resolverán las ecuaciones dinámicas y algebraicas de este sistema para obtener la representación en el espacio de estados. En primer lugar, se explica el modelo equivalente del GS. Las ecuaciones dinámicas del GS correspondientes al modelo de un eje (o decaimiento de flujo) [110] son las siguientes:

$$T'_{d0} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q - (X_d - X'_d)I_d - E_{fd} \quad (5.21)$$

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D(\omega - 1) \quad (5.22)$$

$$\frac{1}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} = \omega - 1 \quad (5.23)$$

$$T_A \frac{dE_{fd}}{dt} = -E_{fd} + K_A(V_{ref} - V_t) \quad (5.24)$$

donde T'_{d0} es la constante de tiempo transitoria de circuito abierto del eje d, en segundos; E'_q es la f.e.m proporcional al flujo y orientada al eje de cuadratura; X_d y X'_d son las reactancias total y transitoria del eje d, respectivamente; I_d es la corriente del eje d; H es la constante de inercia de la masa giratoria del GS, expresada en segundos; ω es la velocidad angular del rotor del GS; T_m y T_e son los pares mecánico y electromagnético, respectivamente; D es la constante de amortiguamiento del sistema; δ es el ángulo eléctrico del rotor referido a un marco de referencia síncrono, en rad; T_A es la constante de tiempo del excitador, en segundos; E_{fd} es el voltaje de excitación; K_A es la ganancia del excitador; V_{ref} es la referencia de tensión del excitador y V_t es la tensión medida en los terminales. Las variables se expresan en p.u. y las componentes vectoriales están referidas al sistema de referencia del GS (alineado con E'_q), salvo que se indique lo contrario.

A continuación, se indican las ecuaciones algebraicas del estátor y de la red necesarias para completar el sistema de ecuaciones que define el comportamiento dinámico del GS:

$$X_q I_q - V_d = 0 \quad (5.25)$$

$$E'_q - X'_d I_d - V_q = 0 \quad (5.26)$$

donde V_d y V_q son las componentes de tensión del estator del GS referidas a su marco de referencia. Combinando estas dos ecuaciones, se obtiene una expresión para el modelo del GS en forma de fuente de tensión dependiente detrás de una reactancia:

$$\vec{V}_{SG} = [(X_q - X'_d)I_q + jE'_q] - jX'_d(I_d + jI_q) \quad (5.27)$$

donde la fuente de tensión dependiente del modelo se puede identificar como:

$$\vec{E}_{SG} = [(X_q - X'_d)I_q + jE'_q]e^{j(\delta - \frac{\pi}{2})} \quad (5.28)$$

siendo $e^{j(\delta - \frac{\pi}{2})}$ un operador para expresar los vectores en el marco de referencia del sistema (orientado a V_∞) en lugar del marco de referencia de la máquina síncrona. Fig.5.7 muestra el sistema equivalente elegido para el análisis de estabilidad de pequeña señal. El modelo de GS representado es como se explica en esta sección y el modelo equivalente del GADA es el obtenido en el capítulo 3, alcanzando una expresión de una fuente de tensión dependiente del flujo del rotor (\vec{e}_s) detrás de una impedancia ($R_s + j\sigma X_s$, siendo la resistencia del estator despreciada para este estudio).

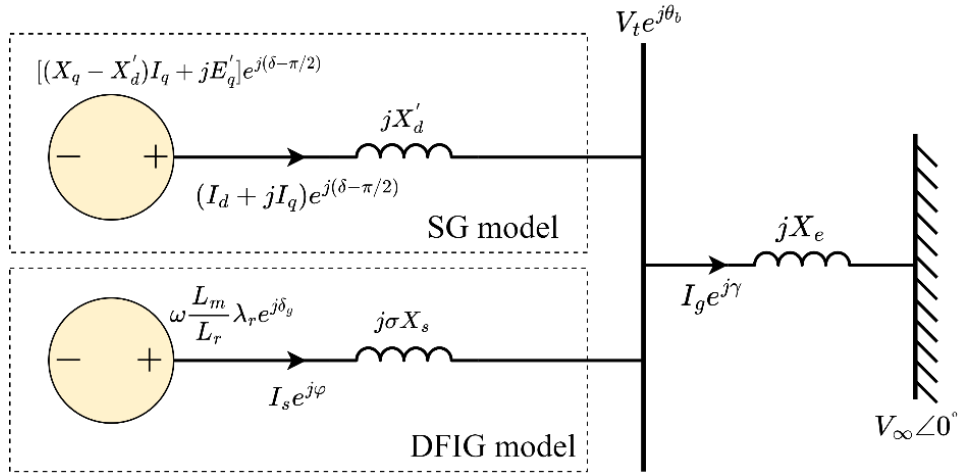


Fig.5.7. Modelo equivalente del sistema para cálculo de parámetros de los PODs.

Resolviendo el sistema representado en Fig.5.7, las ecuaciones algebraicas de la red se pueden obtener determinando una expresión para $V_t e^{j\theta}$ en función de las tensiones

internas de los modelos de generadores y V_∞ . Para ello, se aplica a este circuito el teorema de Millman, obteniendo:

$$V_t e^{j\theta_b} = (V_d + jV_q) e^{j(\delta - \frac{\pi}{2})} = K'_d [(X_q - X'_d)I_q + jE'_q] e^{j(\delta - \frac{\pi}{2})} + jK_g \omega \frac{L_m}{L_r} \lambda_r e^{j(\delta_g - \frac{\pi}{2})} + K_e V_\infty \quad (5.29)$$

donde K'_d , K_g y K_e se definen como:

$$K'_d = \frac{X_e \sigma X_s}{X_e \sigma X_s + X'_d X_e + X'_d \sigma X_s} \quad (5.30)$$

$$K_g = \frac{X'_d X_e}{X_e \sigma X_s + X'_d X_e + X'_d \sigma X_s} \quad (5.31)$$

$$K_e = \frac{X'_d \sigma X_s}{X_e \sigma X_s + X'_d X_e + X'_d \sigma X_s} \quad (5.32)$$

Aplicando ahora el operador $e^{-j(\delta - \frac{\pi}{2})}$ a (5.29) y descomponiendo en partes real e imaginaria:

$$0 = V_d - K'_d (X_q - X'_d) I_q + K_g \omega \frac{L_m}{L_r} \lambda_r \sin(\delta_g - \delta) - K_e V_\infty \sin \delta \quad (5.33)$$

$$0 = V_q - K'_d E'_q - K_g \omega \frac{L_m}{L_r} \lambda_r \cos(\delta_g - \delta) - K_e V_\infty \cos \delta. \quad (5.34)$$

En cuanto al cálculo de potencia activa y reactiva para líneas puramente inductivas, sin pérdidas; se pueden determinar las siguientes expresiones que, en este caso, se refieren a las potencias de salida del modelo equivalente del GADA:

$$P_s = \left(\frac{V_t}{\sigma X_s} \right) \omega \frac{L_m}{L_r} \lambda_r \sin(\delta_g - \theta_b) \quad (5.35)$$

$$Q_s = \left(\frac{V_t}{\sigma X_s} \right) \left[\omega \frac{L_m}{L_r} \lambda_r \cos(\delta_g - \theta_b) - V_t \right] \quad (5.36)$$

donde P_s y Q_s son las potencias activa y reactiva del estator del GADA, respectivamente, expresadas en por unidad. Los principios de funcionamiento del control RSC propuesto se aprecian claramente atendiendo a estas expresiones.

5.3.1 Modelo del sistema con POD-P

Para el estudio de estabilidad del GADA con el POD-P propuesto, se asumirá que el ángulo de sincronización que coincide con el ángulo de carga, dado que la dinámica del

control de flujo del rotor es del orden de milésimas de segundo, varios órdenes de magnitud más rápido que las LFOs generadas en un sistema convencional. Por lo tanto, el flujo del rotor se supone constantemente alineado ($\lambda_{rq} = 0$) y su magnitud es controlada de forma instantánea. Fig.5.8 muestra el principio de funcionamiento del POD-P en el control del GADA propuesto, dentro del sistema empleado en este estudio.

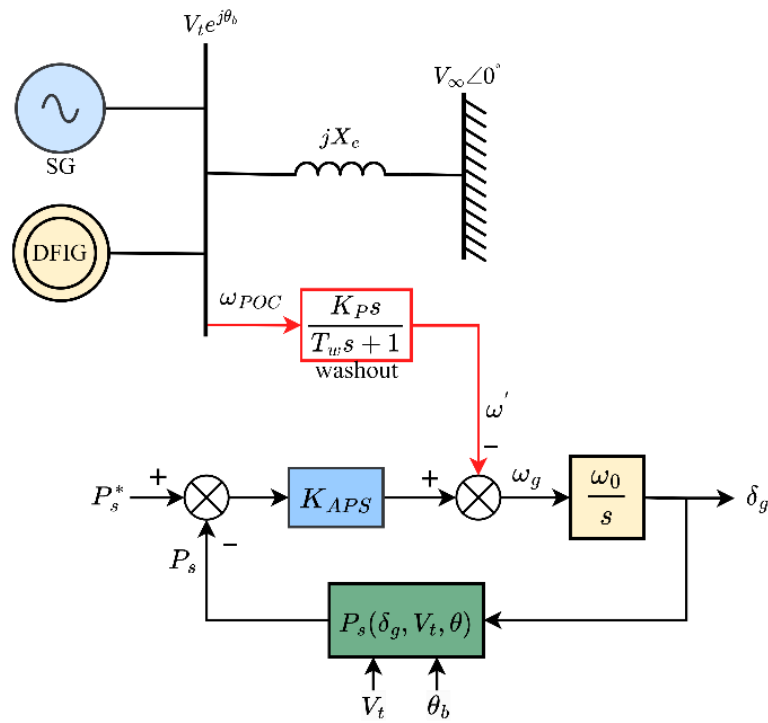


Fig.5.8. Diagrama de bloques del POD-P en el modelo de red propuesto para estudios de estabilidad.

Atendiendo al diagrama de bloques representado en Fig.5.8, cuando se desprecia el POD-P, la ecuación dinámica del ángulo de sincronización es la siguiente:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{d\delta_g}{dt} = \omega_g. \quad (5.37)$$

A su vez, el desvío de la velocidad angular interna se obtiene como se indica mediante la siguiente relación:

$$\omega_g = K_{APS}(P_s^* - P_s). \quad (5.38)$$

Dado que se asumen los lazos internos de control de flujo infinitamente rápidos, en el POD-P, la f.e.m se mantiene constante en todo momento. Para restringir la acción de este POD-P a la aparición de LFOs, se utiliza una función *washout* para filtrar la señal de

frecuencia del punto de conexión y bloquear la componente CC. La función de transferencia de lavado tiene la siguiente forma:

$$\omega' = K_p \left(\frac{T_w s}{T_w s + 1} \right) \omega_{POC} \quad (5.39)$$

donde ω' es la nueva desviación de velocidad angular proporcionada por la función de lavado⁵, K_p y T_w son la ganancia y la constante de tiempo del *washout*, respectivamente; y ω_{POC} es la frecuencia medida en el POC. Todos están expresados en por unidad excepto la constante de tiempo, expresada en segundos.

Dado que los LFO suelen ser del orden de 1 Hz, se debe utilizar una constante de tiempo suficientemente alta para no provocar interacciones indeseadas con la frecuencia medida en el POC, normalmente en el rango de 0.1 a 20 s [109]. Dicho esto, la sintonización de los parámetros del POD-P se realizará durante el análisis de estabilidad de pequeña señal considerando este orden de magnitud para la constante de tiempo.

Ahora se presenta el modelo linealizado correspondiente del GADA *grid-forming* con el POD-P propuesto. Linealizando (5.35) considerando V_t , ω y λ_r constante:

$$\Delta P_s = \left(\frac{V_t^0 \omega_0 \frac{L_m}{L_r} \lambda_r^0}{\sigma X_s} \right) \cos(\delta_g^0 - \theta_b^0) (\Delta \delta_g - \Delta \theta_b) \quad (5.40)$$

Pudiéndose agrupar como:

$$\Delta P_s = K_s (\Delta \delta_g - \Delta \theta_b) \quad (5.41)$$

siendo $V_t^0 = \omega_0 \frac{L_m}{L_r} \lambda_r^0 = 1$ p.u. y $\delta_g^0 = \theta_b^0$, lo que significa que el GADA no entrega potencia activa ni reactiva a la red. K_s es la llamada constante de sincronización, en este caso igual a 4.43 p.u., superior a la de un SG que ronda 3 p.u. para los valores de los parámetros considerados en este estudio, ver Apéndice B y Apéndice C. Esto implica que la transmisión de potencia activa es más sensible a ángulo de potencia en el caso del GADA. La función de transferencia del POD-P indicada en (5.39) se puede linealizar llamando a una variable de estado interna, Δz , de la siguiente manera:

⁵ En el capítulo 4, esta variable aparece como $\Delta \omega_g$, lo cual es más acertado, pero debido a la necesidad de expresar esta variable de forma incremental tras la linealización, se ha decidido menos confuso cambiar su expresión por ω' para estudio.

$$\Delta\omega' = K_P(\Delta\omega_{POC} - \Delta z) \quad (5.42)$$

siendo Δz gobernada por la siguiente ecuación dinámica:

$$T_w \frac{d\Delta z}{dt} = \Delta\omega_{POC} - \Delta z \quad (5.43)$$

Cabe destacar que, en la última ecuación, en estado estacionario $d\Delta z/dt = 0$ y $\Delta\omega_{POC} = \Delta z$; ahora aplicando esto en (5.42) resulta $\Delta\omega' = 0$, lo que indica que el POD-P no actúa en régimen permanente. Con estas expresiones linealizadas y considerando la señal POD-P, ω' , en (5.37), la ecuación dinámica del ángulo de sincronización ahora se puede linealizar de la siguiente manera:

$$\frac{1}{\omega_0} \frac{d\Delta\delta_g}{dt} = -K_{APS}K_S(\Delta\delta_g - \Delta\theta_b) - K_P(\Delta\omega_{POC} - \Delta z) \quad (5.44)$$

El conjunto de ecuaciones dinámicas del sistema es ahora de sexto orden, formado por las dos ecuaciones anteriores y las relacionadas con la dinámica del generador (5.21)-(5.24). Además, se requieren cuatro ecuaciones algebraicas, las dos primeras (5.25) y (5.26) están relacionadas con el GS, mientras que las dos restantes se derivan linealizando (5.33) y (5.34) asumiendo un valor constante para las magnitudes de tensión del POC y de la f.e.m del GADA, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \Delta V_d = & K'_d(X_q - X'_d)\Delta I_q - K_g E_g^0 \cos(\delta_g^0 - \delta^0)\Delta\delta_g \\ & + K_g E_g^0 \cos(\delta_g^0 - \delta^0)\Delta\delta + K_e V_\infty^0 \cos(\delta^0)\Delta\delta \end{aligned} \quad (5.45)$$

$$\begin{aligned} \Delta V_q = & K'_d \Delta E'_q - K_g E_g^0 \sin(\delta_g^0 - \delta^0)\Delta\delta_g + K_g E_g^0 \sin(\delta_g^0 - \delta^0)\Delta\delta \\ & - K_e V_\infty^0 \sin(\delta^0)\Delta\delta \end{aligned} \quad (5.46)$$

El set de ecuaciones algebraicas y diferenciales resultante se utiliza para obtener las matrices A, B, C y D del modelo linealizado. El Apéndice C recoge la estructura de estas matrices.

5.3.2 Modelo del sistema con POD-Q

Como ya se ha mencionado, el principio de funcionamiento del POD-Q es muy similar al de un PSS implementado en un GS, dado que ambos emplean como variable de actuación una variable directamente relacionada con la f.e.m de la máquina. De forma similar al

modelo con POD-P, solo se requiere una función *washout* para proporcionar la respuesta deseada. (5.9) muestra un diagrama de bloques con el modelo del sistema cuando el GADA implementa un POD-Q, según se considera para este estudio.

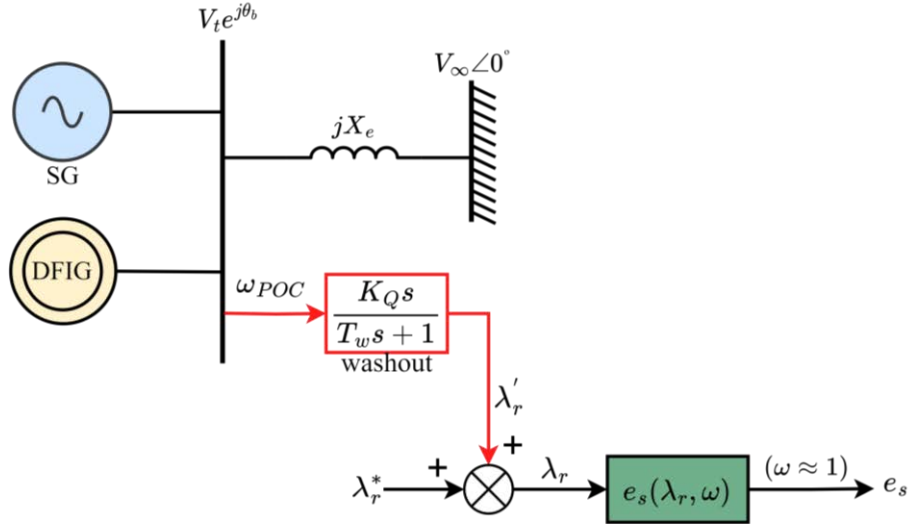


Fig.5.9. Diagrama de bloques POD-Q en el modelo de red propuesto para estudios de estabilidad.

A la hora de analizar el efecto del POD-Q sobre la estabilidad del sistema, se considerará que el GADA está constantemente sincronizado con el mismo. Así, el ángulo de sincronización es igual al ángulo del bus, $\delta_g = \theta_b$, por lo que la máquina no inyectará potencia activa al sistema. Esto también significa que el flujo del rotor está permanentemente alineado con el marco de referencia y, por tanto, la dinámica de los lazos de control principales es despreciada, dado que son significativamente más rápidos que la escala de tiempo de las LFOs. De esta forma, se puede suponer que la referencia de flujo del rotor, $\lambda_r^* + \lambda_r'$, es igual al módulo del flujo del rotor en todo momento. La expresión para calcular la f.e.m de un GADA en función del flujo del rotor se indica en (3.32). En esta expresión, ω se supondrá constante e igual a 1 p.u., dado que su variación durante el funcionamiento normal es mínima (raramente superior al 1 %). De esta forma, la expresión que define la magnitud de la f.e.m del GADA, e_s , cuando se implementa el POD-Q propuesto, queda de la siguiente forma:

$$e_s = \frac{L_m}{L_r} \left(\lambda_r^* + K_Q \frac{T_w s}{T_w s + 1} \omega_{POC} \right) \quad (5.47)$$

De forma análoga al POD-P, se considera una variable interna, z , para la función de *washout*. Con esto, la misma expresión se puede linealizar de la siguiente forma:

$$\Delta e_s = \frac{L_m}{L_r} K_Q (\Delta \omega - \Delta z) \quad (5.48)$$

quedando la ecuación dinámica de Δz como se indica en (5.43).

Dado que, para este caso el ángulo de sincronización ya no es una variable de estado, el conjunto de ecuaciones dinámicas es ahora de quinto orden. Las ecuaciones dinámicas son las cuatro que representan la dinámica del GS, (5.21)-(5.24), sumadas a (5.43). Las ecuaciones algebraicas son las mismas que para el caso del POD-P, pero la f.e.m del GADA ya no se mantiene constante al linealizarlas, sino que depende de las variables de estado $\Delta \omega$ y Δz . También se hace δ_g igual a θ_b . Las ecuaciones algebraicas y diferenciales resultantes se utilizan para obtener las nuevas matrices A, B, C y D del modelo linealizado. El Apéndice C recoge la expresión analítica para estas matrices.

5.3.3 Análisis de estabilidad de pequeña señal de los PODs

En esta sección, se analiza la estabilidad de pequeña señal del sistema propuesto, mostrado en Fig.5.7, para el estudio y sintonización de los PODs. Para evaluar el impacto de los parámetros de los PODs, primero se obtienen los valores propios del sistema para después comparar su posición en el plano imaginario para distintos valores de estos parámetros. De entre los modos más críticos del sistema, el estudio se centra en la evolución de aquellos más sensibles a la inserción de los PODs.

El modelo de espacio de estados del sistema se ha determinado de acuerdo con las ecuaciones algebraicas y dinámicas linealizadas presentadas en el apartado anterior. La linealización del modelo se ha realizado alrededor del punto de equilibrio dado por los siguientes valores: $V_\infty^0 = 1 \text{ p.u.}$, $V_g^0 = 1 \text{ p.u.}$, $\theta_b^0 = \delta_g^0 = 9^\circ$, $\delta^0 = 48.6^\circ$ y $e_s^0 = E_{SG}^0 = 1 \text{ p.u.}$ Los parámetros del sistema se recogen en el Apéndice C, así como las variables de estado y algebraicas en el punto de operación previamente definido, en el mismo apéndice. Las expresiones linealizadas de las matrices del espacio de estados se recopilan en el Apéndice C para cada caso estudiado. Los datos relacionados con los valores propios del sistema para los casos considerados se recogen en TABLA X.

TABLA X. PARÁMETROS DE LOS VALORES PROPIOS MONITORIZADOS DEL SISTEMA DE ESTUDIO DE POD CON FACTORES DE PARTICIPACIÓN, PARA LOS CASOS ANALIZADOS.

Valor propio (rad/s)	ξ (%)	ω_n (rad/s)	$\Delta E'_q$	$\Delta\delta$	$\Delta\omega$	ΔE_{fd}	$\Delta\delta_g$	Δz
Caso base (GS)								
$\lambda_{12} = -1.18 \pm j5.02$	22.85	5.15	0.37	0.16	0.16	0.32	-	-
$\lambda_{34} = -1.54 \pm j7.61$	19.84	7.79	0.18	0.33	0.33	0.15	-	-
GS+GADA sin POD								
$\lambda_{12} = -2.1 \pm j3.97$	46.73	4.52	0.44	0.09	0.09	0.39	-	-
$\lambda_{34} = -0.68 \pm j7.82$	8.67	7.85	0.12	0.4	0.4	0.08	-	-
GS+GADA con POD-P								
$\lambda_{12} = -1.5148 \pm j4.64$	31.03	4.90	0.33	0.15	0.22	0.26	0.02	0.02
$\lambda_{34} = -2.08 \pm j6.55$	30.33	6.85	0.22	0.28	0.29	0.17	0.03	0.02
$\lambda_5 = -1.01$	100	1.01	5e-3	2e-4	0.01	1e-5	2e-4	0.99
$\lambda_6 = -48.71$	100	48.69	4e-5	0.03	4e-3	3e-4	0.96	6e-4
GS+GADA con POD-Q								
$\lambda_{12} = -1.84 \pm j4.29$	39.29	4.68	0.41	0.08	0.14	0.35	-	0.01
$\lambda_{34} = -0.89 \pm j7.61$	11.64	7.66	0.14	0.36	0.39	0.1	-	4e-3
$\lambda_5 = -0.9694$	100	0.94	0.01	7e-4	0.03	1e-3	-	0.96
$\lambda_{12} = -2.1 \pm j3.97$	46.73	4.52	0.44	0.09	0.09	0.39	-	-

Atendiendo a la TABLA X , los modos de decaimiento de flujo y los modos electromecánicos se pueden diferenciar para cada caso. Siendo los primeros los que presentan mayores factores de participación para $\Delta E'_q$ y ΔE_{fd} ; mientras que los modos electromecánicos se ven más afectados por variables de estado mecánicas, como $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$. Las posiciones de estos dos modos para cada caso se muestran en Fig.5.10. En relación al caso base, la inserción de un GADA sin POD en el sistema empeora considerablemente el factor de amortiguamiento de los modos electromecánicos, disminuyendo este valor en más de un 10 %; mientras que los modos de caída de flujo presentan una mejora importante. Esto se puede explicar por la forma en que se ha modelado el GADA para ese caso, con $\delta_g = \theta_b$ y, por lo tanto, comportándose como un generador *grid-following*, por lo que no proporciona el amortiguamiento natural derivada de la constante proporcional del lazo de sincronización. Sin embargo, sí que proporciona amortiguamiento a los modos de decaimiento de flujo debido al rígido modelado del

control de su f.e.m. Por otro lado, también se observa que la implementación de un POD permite mejorar el factor de amortiguamiento de los modos electromecánicos con respecto al caso SG+GADA (sin POD), que ven mejorado su factor de amortiguamiento en más de un 20 % para el POD-P, y en alrededor de un 3 % para el POD-Q ⁶. Aunque el efecto de este último presenta menor perjuicio en los modos de decaimiento del flujo en comparación con el POD-P; aumentando su factor de amortiguamiento de un 22.85 % en el caso base hasta un 31.03 % para el POD-P y un 39.29 % para el POD-Q.

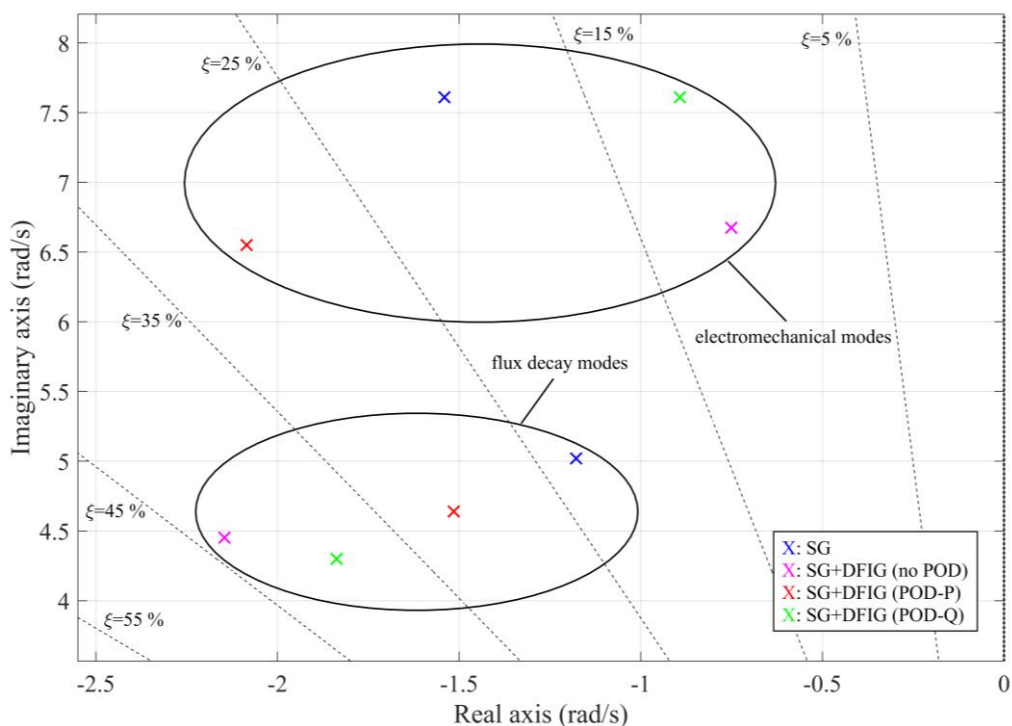


Fig.5.10. Lugar geométrico de los valores propios del modelo empleado para el estudio de los PODs, para los casos contemplados.

Para establecer los parámetros de los PODs, se va a analizar la posición de estos dos valores propios para distintas parametrizaciones. El objetivo principal es mejorar el coeficiente de amortiguamiento de los modos electromecánicos, ya que se vuelven los más críticos a la hora de conectar el modelo del GADA al POC, sin descuidar los modos de decaimiento de flujo.

Atendiendo al caso POD-P, la evolución de los modos electromecánicos y de decaimiento de flujo ante diferentes parámetros del POD-P se muestran en Fig.5.11. En esta figura, se muestra que los modos electromecánicos evolucionan hacia la izquierda cuando se hace

⁶ Este valor aumentaría si se hubiera modelado la respuesta P-f del lazo de sincronización en el modelo del POD-Q.

T_w alrededor de 0.5 s o superior. Sin embargo, disminuir este valor a aproximadamente 0.1 s no tiene un impacto significativo en el factor de amortiguamiento de estos modos, manteniéndose este factor entre 10 % y 15 % aproximadamente, para el rango de K_p considerado (0 p.u. a 10 p.u.). Por otro lado, los modos de decaimiento del flujo requieren una constante de tiempo de alrededor de 0.1 s para evolucionar hacia el semiplano negativo. No obstante, el efecto de K_p tiene un mayor impacto en el desplazamiento de los modos electromecánicos aumentando su factor de amortiguamiento de aproximadamente 10 % a 55 % a medida que aumenta esta ganancia, tanto para $T_w = 0.5$ s como $T_w = 1$ s; mientras que los modos de decaimiento de flujo disminuyen aproximadamente desde 45 % a 15 % y 25 %, respectivamente, quedando un escenario más favorable para $T_w = 1$ s. Por estas razones, este valor se muestra como una opción más razonable para sintonizar la constante de tiempo. En cuanto a la ganancia del filtro washout, se escoge $K_p = 2$ p.u. dado que, para el valor escogido de T_w , incrementar K_p reduciría demasiado el factor de amortiguamiento de los modos de decaimiento de flujo, mientras que los modos electromecánicos mejoran más rápido para valores bajos de K_p .

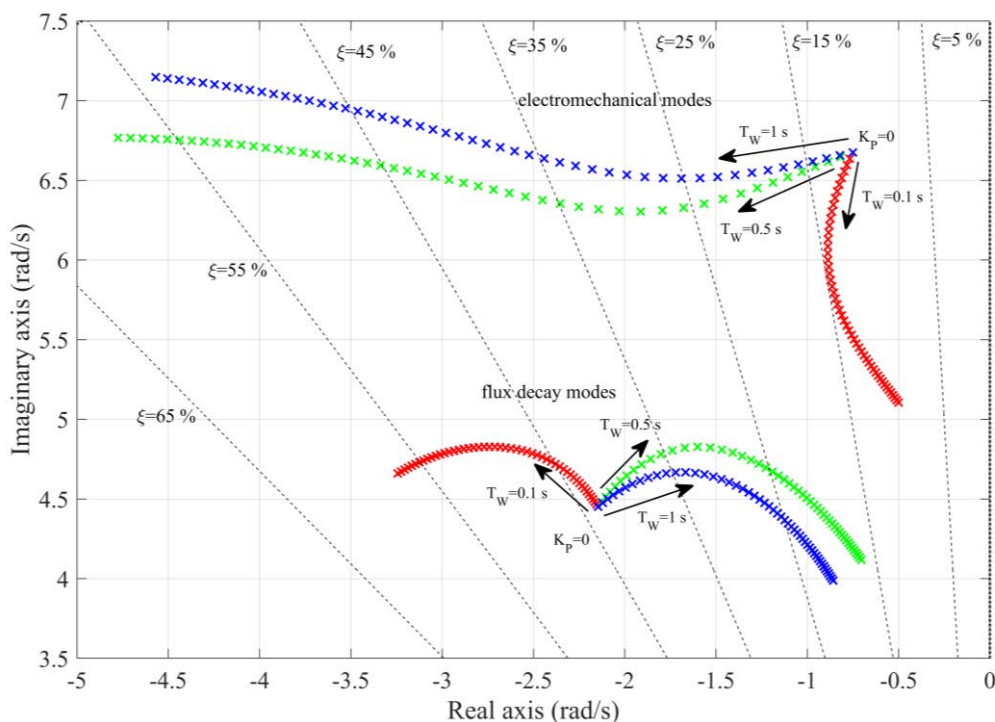


Fig.5.11. Lugar geométrico de los valores propios del modelo empleado para el análisis de estabilidad implementando un POD-P, bajo variación de parámetros: K_p (de 0 a 10 p.u.) y T_w (0.1, 0.5 y 1 s).

Por último, se realizará el análisis del lugar geométrico de los modos objeto de estudio para el caso con el POD-Q, mostrado en Fig.5.12, para diferentes parámetros del POD-

Q. Al aumentar K_Q , se muestra que los modos electromecánicos evolucionan hacia la izquierda cuando T_w se fija alrededor de 0.5 s o superior, similar al caso del POD-P. Además, se aprecia que establecer este valor en aproximadamente 0.1 s tiene un bajo impacto en el factor de amortiguamiento de estos modos, manteniéndose alrededor del 7 %. La frecuencia de oscilación de dichos modos se reduce más severamente para valores más bajos de T_w . Por otra parte, los modos de decaimiento del flujo requieren una constante de tiempo de alrededor de 0.1 s para evolucionar hacia el interior del semiplano negativo. Además, el efecto de K_Q parece tener un mayor impacto en el desplazamiento de estos modos, reduciendo el factor de amortiguamiento de aproximadamente un 45 % a cerca de un 15 % a medida que aumenta esta ganancia para tanto $T_w = 0.5$ s y $T_w = 1$ s. En consecuencia, se puede decir que la eficacia del POD-Q radica principalmente en aumentar el amortiguamiento de los modos de caída de flujo. En cuanto a la afinación del POD-Q, dado que los modos electromecánicos son los más críticos, se opta por priorizar el amortiguamiento en estos. Por lo que se escoge $T_w = 1$ s y $K_Q = 7$ p.u., superior al caso del POD-P debido al menor efecto de este parámetro sobre los modos electromecánicos, pero sin empeorar en exceso los modos de decaimiento de flujo.

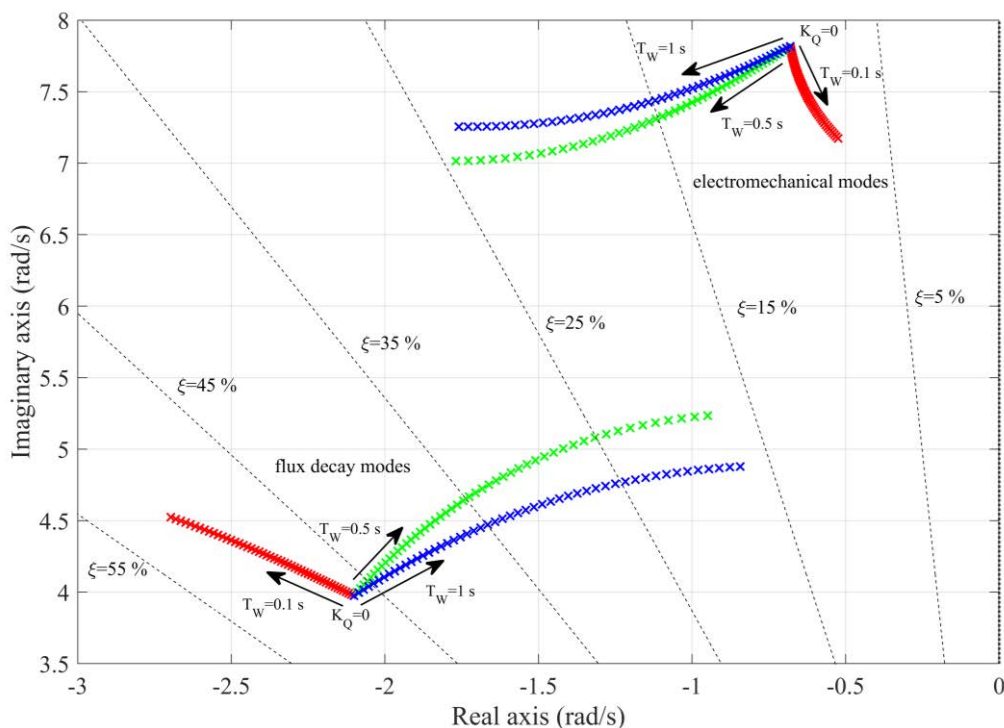


Fig.5.12. Lugar geométrico de los valores propios del modelo empleado para el análisis de estabilidad implementando un POD-Q, bajo variación de parámetros: K_Q (de 0 a 10 p.u.) y T_w (0.1, 0.5 y 1 s).

CAPÍTULO 6. RESULTADOS EXPERIMENTALES Y DE SIMULACIÓN

En este capítulo, se presentan los resultados obtenidos de los ensayos a los que se ha sometido el GADA con el control *grid-forming* propuesto en esta tesis. En primer lugar, se presenta el banco de ensayos empleado para las simulaciones en tiempo real, basadas en la técnica *hardware-in-the-loop*. Después, se describen los modelos de sistemas de potencia sobre los que se han realizados los distintos ensayos. Por último, se presentan y comentan los resultados de simulación obtenidos para cada uno de ellos.

6.1. Banco de ensayos. Plataforma de simulación en tiempo real

En este apartado se presenta la plataforma de ensayos empleada para la evaluación de las capacidades del control de *grid-forming* del GADA propuesto en esta tesis. Para ello, se presenta una plataforma de simulación en tiempo real. Para llevar a cabo una simulación en tiempo real, el simulador ha de ser capaz de resolver el estado del sistema para cada paso de integración en un tiempo inferior a éste, entregando el resultado al final del mismo. Así, un intervalo Δt en la simulación ocupa el mismo intervalo en el tiempo real. Esto permite poder interactuar con equipos reales, pero requiere de alto poder de computación [111].

Para conseguir interactuar con equipos en el mundo real, se emplea una técnica conocida como *hardware-in-the-loop*, HIL [112]. La técnica HIL permite la interacción en tiempo real entre el simulador y el dispositivo físico objeto de estudio. De esta forma, el sistema se simula mediante una simulación EMT en el simulador, normalmente a un paso de integración de entre 1-50 μs ; e intercambia datos obtenidos en la simulación con el dispositivo físico, obteniendo una respuesta del mismo, cerrando así el lazo HIL. La ventaja principal de esta técnica de simulación es que permite testear dispositivos físicos sin necesidad de disponer de un sistema de potencia real de donde extraer las señales y la respuesta necesaria para la correcta evaluación del dispositivo o sistema a estudiar. Además, al implementar el sistema de potencia por medio de una simulación, este se convierte en totalmente editable, pudiendo adecuarse a las necesidades del estudio, así como su control.

Para llevar a cabo los ensayos de esta tesis, se ha implementado un modelo completo del GADA y de las redes de pruebas en el simulador en tiempo real *Real Time Digital*

Simulator (RTDS). Por otro lado, el sistema de control propuesto para el GADA se ha implementado en una tarjeta de control dSpace. Para ello, se ha desarrollado el esquema de control en el entorno Simulink (ver Apéndice E) para posteriormente cargarlo en esta tarjeta controladora y ejecutarlo en tiempo real desde la misma, pudiendo monitorizarse en su interfaz en tiempo real, mediante el programa ControlDesk. Para la implementación del modelo del sistema de potencia, el fabricante del simulador en tiempo real proporciona un programa dedicado, llamado RSCAD. Fig.6.1 muestra la plataforma de ensayos formada por el RTDS y la tarjeta dSpace. Fig.6.2 muestra un esquema con las relaciones entre los elementos que conforman el sistema de simulación en tiempo real.



Fig.6.1. Montaje del banco de ensayos empleado para las simulaciones HIL, formado por el simulador en tiempo real (RTDS, izda) y la tarjeta controladora (dSpace, dcha).

Para el sistema de control propuesto, la tarjeta dSpace lee las corrientes (de rotor y estátor) y tensiones (de estátor) de fase del GADA, la posición angular del rotor del GADA y otras señales necesarias para el control, como las referencias del mismo. Estas señales son leídas a través de su tarjeta de entradas analógicas (DS2004). Previamente, dichas señales son generadas en el sistema cargado en el procesador del simulador en tiempo real y procesadas a través de su circuito programable (FPGA). Después, se envían a la placa de salidas analógicas del RTDS (GTAO). Por otro lado, el sistema de control en la dSpace emite las señales del ciclo de trabajo del PWM, que se convierten en pulsos a

través de una placa salidas y entradas digitales de alta velocidad (DS5101). Estos pulsos se envían a la tarjeta de entradas y salidas digitales de alta velocidad (GTDI) del RTDS y se utilizan como señales de entrada para la conmutación de los IGBTs del convertidor VSC del RSC simulado en el modelo RSCAD.

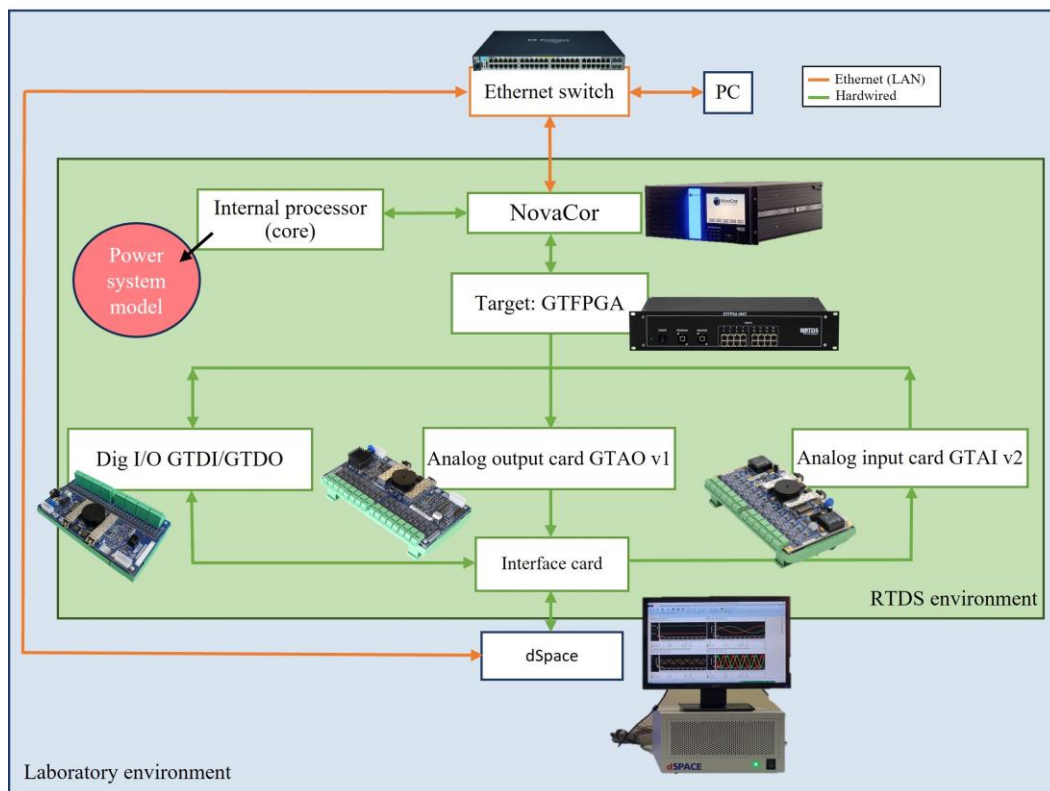


Fig.6.2. Esquema de la plataforma de simulación en tiempo real.

6.2. Redes eléctricas simuladas

En este apartado, se presentan los modelos de red eléctrica empleados para obtener los resultados de simulación recogidos en este capítulo. Se utilizan un total de tres modelos de red diferentes, cada uno de ellos preparado para la aplicación, o aplicaciones, a simular. Los modelos de red son los siguientes:

- Red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular. Modelo de red propuesto por el operador del sistema eléctrico español en [113] para ensayos de simulación. Esta red representa un modelo equivalente del sistema eléctrico visto desde un punto de conexión genérico de la red eléctrica peninsular de España, también recomendada para sistemas europeos interconectados. Este sistema equivalente está constituido por un modelo de generador síncrono conectado a su punto de conexión a través de un transformador; a su vez, los puntos de conexión del generador síncrono y del modelo

de estudio están conectados entre sí a través de un modelo de línea con RL serie, dimensionado para que el punto de conexión a red del modelo de estudio tenga el ratio de cortocircuito deseado. También se conecta un modelo de carga equivalente del sistema de tipo impedancia constante en el punto de conexión a red del GS, así como una carga local adicional en el punto de conexión a red del GADA. El modelo del GADA se conecta a su punto de conexión a través de un transformador. El modelo dinámico de la parte de la red que no incluye al generador objeto de estudio se recoge en [113]. Los parámetros utilizados para nuestro caso se recogen en el Apéndice D. Esta red se emplea en esta tesis para las simulaciones incluidas en los apartados 6.3, 6.4 y 6.6; correspondientes a las simulaciones de cambio de carga, huecos de tensión y transición a sistema aislado, respectivamente. Fig.6.3 muestra el diagrama unifilar de este modelo red equivalente, donde también se señala el nudo donde se realizan las faltas para los ensayos del apartado 6.4.

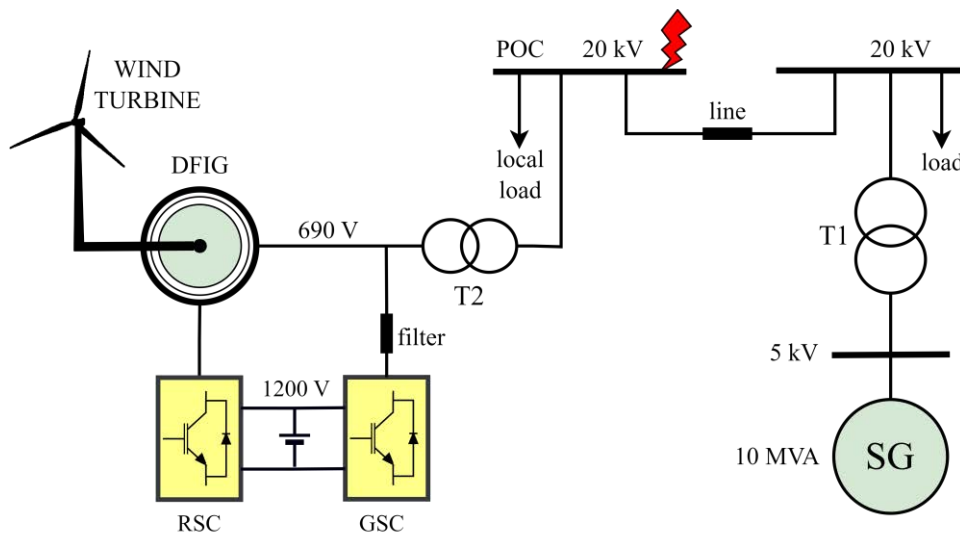


Fig.6.3. Diagrama unifilar del modelo de red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular empleada para las simulaciones.

- Sistema de dos áreas. Modelo simple de red cuyo diseño se recoge en [63], para el estudio de oscilaciones entre áreas. Este sistema está formado por 4 generadores conectados a su punto de conexión a través de un transformador. Los generadores del sistema se agrupan en dos áreas conectadas por una interconexión débil, formada por dos líneas en paralelo, ver Fig.6.4. Las cargas del sistema se reparten entre los nudos 7 y 8 del sistema, a ambos lados de la interconexión; también se conectan unas capacitancias en estos nudos. En el caso base, todos los modelos de generador de este sistema son generadores síncronos; no obstante, para este estudio se decide sustituir,

de forma arbitraria, el generador dos del sistema por el modelo del GADA propuesto en esta tesis. Este modelo de red se utiliza para obtener los resultados de simulación correspondientes al estudio de amortiguamiento de oscilaciones, en el apartado 6.5. Los parámetros del sistema se recogen en el Apéndice D. Fig.6.4 muestra el diagrama unifilar del sistema de dos áreas con cuatro generadores síncronos.

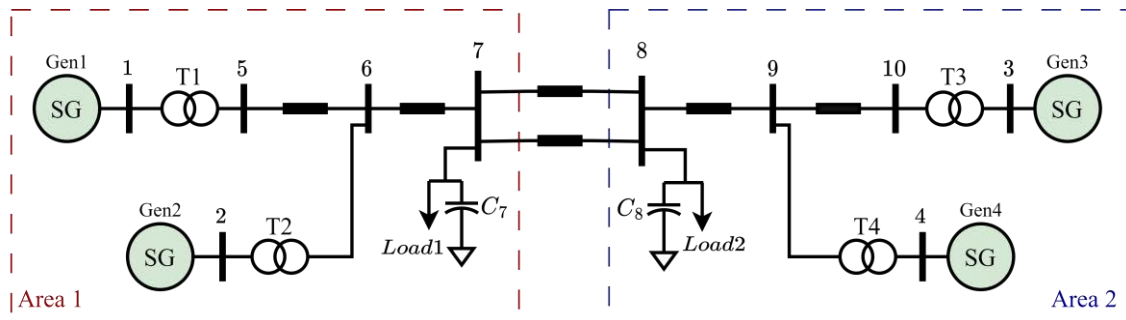


Fig.6.4. Diagrama unifilar de la red de dos áreas de [63] empleada para simulaciones.

- Sistema simplificado para estudios de arranque en negro. Este modelo de red se ha diseñado específicamente para la reproducción de un proceso de arranque en negro simplificado. El sistema está formado por dos GADAs implementando el control propuesto en esta tesis, ambos conectados al mismo punto de conexión a través de un transformador de conexión. El objetivo de emplear dos GADAs en la simulación es demostrar que dos parques eólicos con un cierto número de turbinas implementando el control propuesto son capaces de operar de forma conjunta para lograr la energización del sistema, así como mostrar que este control permite el reparto de carga entre las máquinas del sistema, tanto en potencia activa como en reactiva. Al punto de conexión se conecta un motor de inducción, representando los servicios auxiliares de una central convencional cercana, conectado a través de un transformador y una línea modelada con un modelo PI. Por último, a través de un relé de sincronización y un modelo de línea, se conecta el sistema a un equivalente Thévenin representando el resto de la red eléctrica, con una elevada potencia de cortocircuito. Los parámetros de este sistema se encuentran en el Apéndice D. Fig.6.5 muestra el diagrama unifilar de este modelo de red.

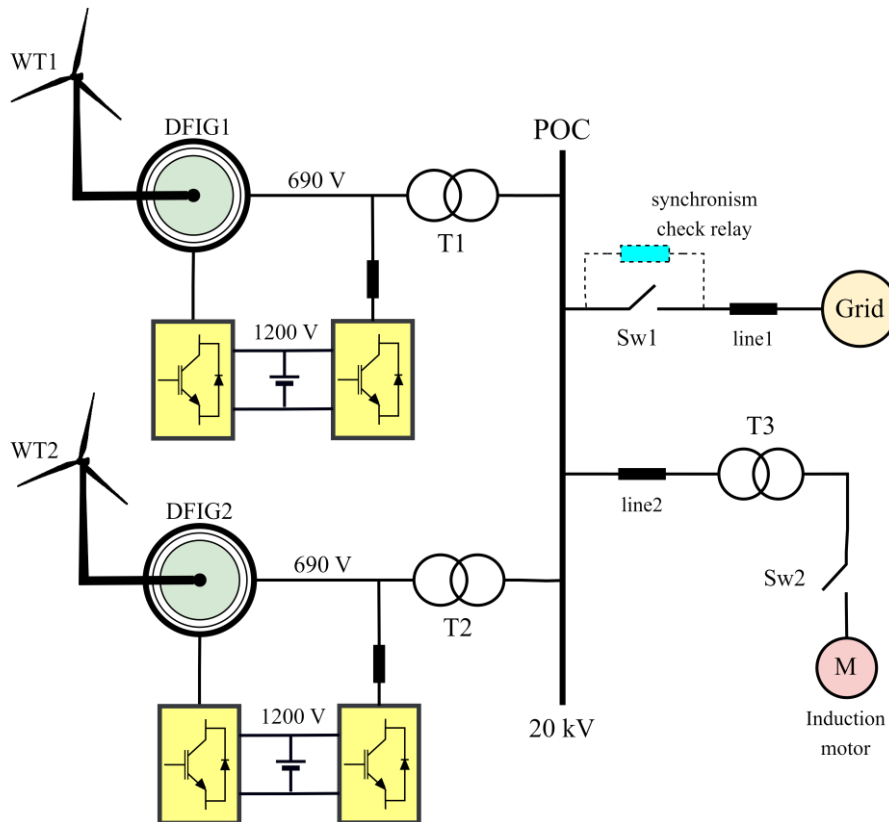


Fig.6.5. Diagrama unifilar de la red empleada para el ensayo de arranque en negro.

Cabe mencionar que, con el fin de reducir la carga computacional del modelo y permitir su implementación en tiempo real con óptima resolución, el convertidor GSC se ha modelado como una fuente de corriente inyectando la correspondiente potencia activa y nula potencia reactiva; mientras que el bus CC se modela como una fuente de tensión ideal. Se considera que esta simplificación no debería modificar significativamente los resultados de simulación obtenidos en tiempo real debido a que, normalmente, el GSC se encarga de mantener la tensión en el bus CC intercambiando la misma potencia activa que el RSC e inyectando la potencia reactiva de acuerdo con las necesidades del operador. A su vez, el ensayo de arranque en negro se ha llevado a cabo en una simulación EMT asíncrona en el entorno del programa PSIM, debido a que la capacidad de la plataforma de ensayos en tiempo real está actualmente limitada al control de un único modelo de GADA. El modelo mecánico de la turbina también se ha implementado en estas simulaciones, en el entorno RSCAD.

6.3. Seguimiento de carga

En este apartado se muestra la respuesta del GADA con el control propuesto ante un cambio súbito de carga en la red. Esta respuesta se compara con la de una estrategia

clásica basada en el control de las componentes síncronas de la corriente del estátor del GADA, con y sin FFR, según [35]. La red utilizada para este ensayo es la red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular, presentada en este mismo capítulo. El cambio de carga sucede en el instante 0 s en las gráficas y consiste en una introducción de una carga puramente resistiva (f.d.p.=1) de magnitud 0.05 p.u. tomando como base la potencia nominal del sistema, sumando un total de 600 kW de cambio de carga. La nueva carga se conecta en el mismo nudo en el que se encuentra la carga del sistema en este modelo de red (punto de conexión del generador síncrono), ver Fig.6.3. El GADA se encuentra inicialmente girando con un deslizamiento de -0.3 y recibiendo una potencia mecánica de 0.8 p.u., aproximadamente, de acuerdo con su diagrama $T-\omega$. De forma arbitraria, se ha utilizado el lazo externo de control de reactiva en este ensayo, con una referencia de 0 p.u. A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de seguimiento de carga.

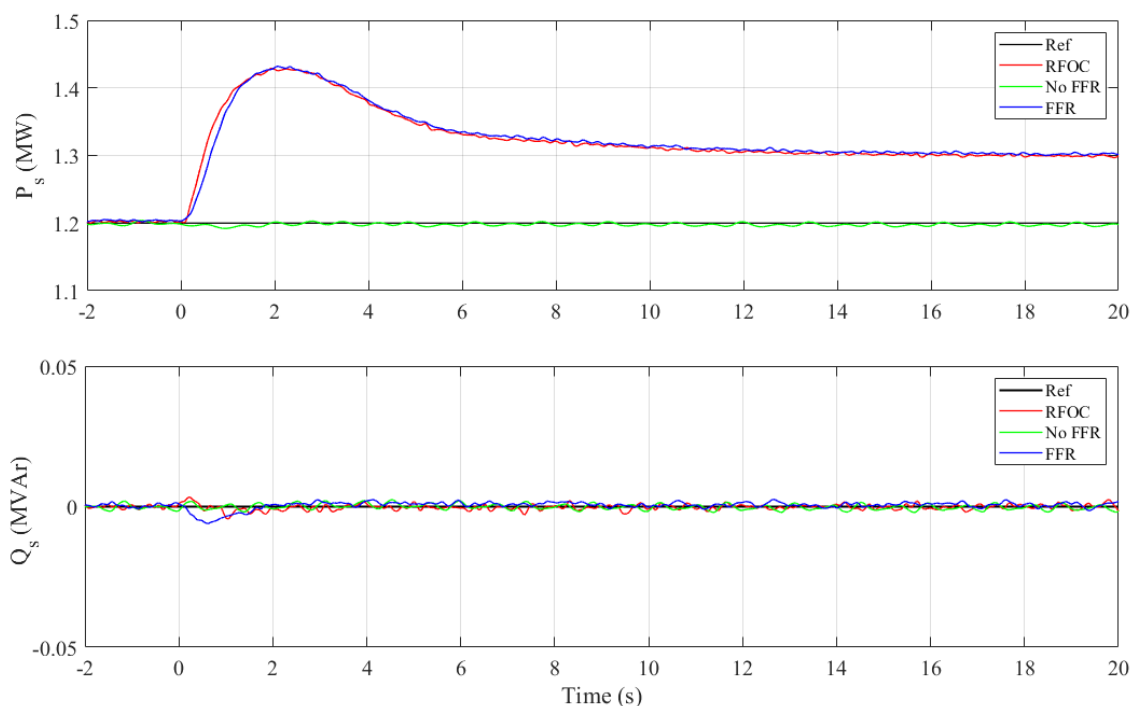


Fig.6.6. Evoluciones de las potencias activa y reactiva del estátor del GADA ante un cambio de carga, para distintas estrategias de control.

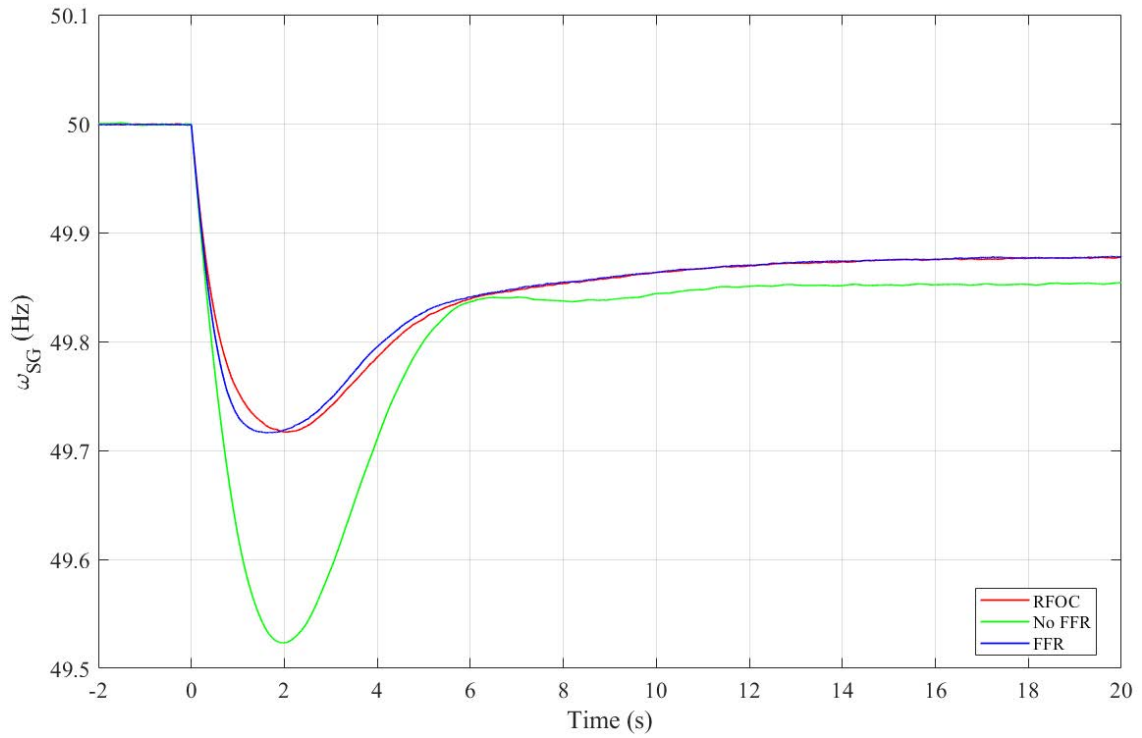


Fig.6.7. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono ante un cambio de carga, para distintas estrategias de control.

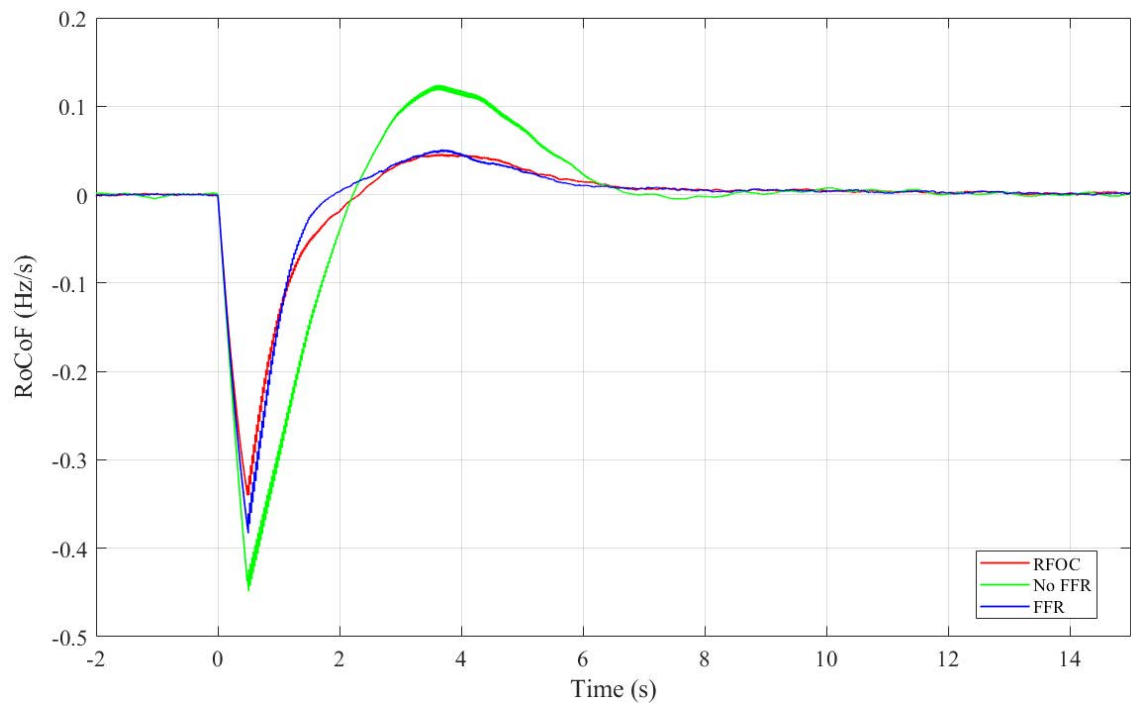


Fig.6.8. Evolución del RoCoF, medido en el POC con una ventana móvil de 500 ms, ante un cambio de carga, para distintas estrategias de control.

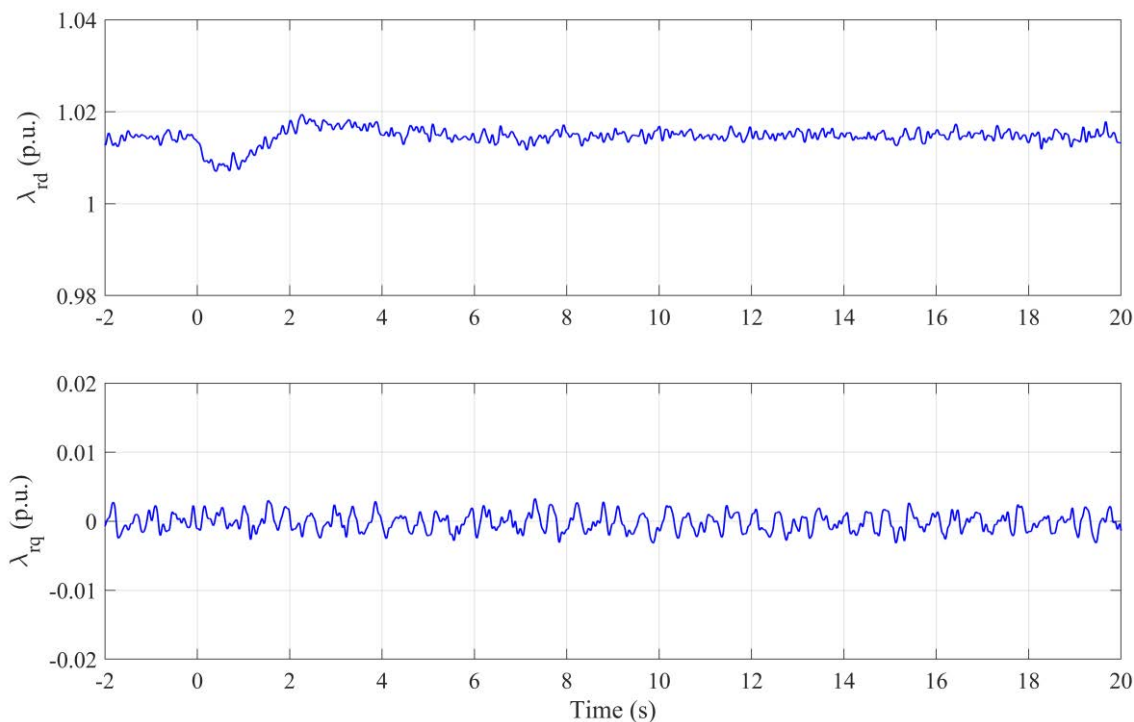


Fig.6.9. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un cambio de carga.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.6-Fig.6.9, se extraen las siguientes observaciones y comentarios:

- De acuerdo con la evolución de la potencia activa mostrada en Fig.6.6, se observa que tanto la respuesta del control propuesto como la de un control convencional con FFR son proporcionales al desvío en frecuencia del sistema, mostrado en Fig.6.7, en función de la constante proporcional empleada, de 0.05 p.u. en ambos casos. Esto produce un incremento esperado de 0.1 p.u. en régimen permanente. Mientras que un control convencional sin FFR se mantiene entregando la potencia activa de referencia durante toda la simulación. Mirando más en detalle, también se percibe que la respuesta del control propuesto es ligeramente más rápida, esto es debido a los retrasos inherentes en este tipo de controles debido a la necesidad de medir y filtrar la frecuencia del sistema. En esta misma figura, se muestran las evoluciones de la potencia reactiva, que se mantiene a cero durante toda la simulación con la excepción de un leve desvío instantes después de la aparición de la perturbación; esto es debido al empleo de un lazo externo de control de reactiva en los controles propuestos.
- En Fig.6.7 se muestra la evolución de la velocidad de giro del generador síncrono del sistema, que determinará la frecuencia del sistema en régimen permanente. Aquí se observa como el empleo de estrategias de respuesta en frecuencia ayuda a mejorar

considerablemente la frecuencia nadir del sistema, esto es, la mínima frecuencia alcanzada, siendo de 49.717 Hz para la estrategia propuesta en esta tesis (RFOC), 49.716 Hz para la estrategia clásica con FFR y 49.523 Hz para la estrategia clásica sin FFR. También cabe mencionar que el nuevo valor de frecuencia en régimen permanente es inferior para el caso de la estrategia clásica sin FFR, dado que no se está aportando regulación primaria por el GADA en este caso, disminuyendo la constante proporcional equivalente del sistema.

- En relación con el RoCoF, mostrado en Fig.6.8, el mismo valor se obtiene en el instante inmediatamente posterior a la aparición de la perturbación, ya que este está inicialmente determinado por la inercia física del sistema, que es aportada prácticamente en su totalidad por el generador síncrono. No obstante, también se observa que el empleo de estrategias de regulación de frecuencia ayuda a suavizar el RoCoF en los instantes posteriores.
- Fig.6.9 muestra la evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor, demostrando que la sincronización de este fasor se consigue durante toda la simulación, garantizando la estabilidad del control y el cumplimiento de los principios del mismo. También se aprecia una ligera perturbación sobre la componente directa del flujo del rotor, debido a la actuación del lazo externo del control de reactiva tras el cambio de carga.

6.4. Respuesta ante huecos de tensión

En este apartado se muestra la respuesta del GADA con el control propuesto ante huecos de tensión en la red. La red utilizada para este ensayo es la red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular, presentada en este mismo capítulo. Los huecos de tensión suceden en el instante 0 s en las gráficas. Para la obtención de los huecos de tensión en los terminales del GADA, se realiza una falta en el punto de conexión a red del GADA (POC en Fig.6.4), conectando las fases del sistema a tierra a través de una impedancia de falta igual a $0.0093+2.92j \Omega$. La perturbación sucede en el instante 0 s en las gráficas. Tras la aparición del hueco de tensión, se inserta el crowbar durante 100 ms. Se realizarán dos faltas para cada ensayo, una falta trifásica equilibrada y una falta monofásica. Este ensayo se aplicará sobre el mismo sistema, pero empleando las dos modalidades presentadas para el control propuesto: vectorial y control directo. Para este ensayo se desprecia la parte mecánica de la turbina eólica debido al poco impacto que tiene el

transitorio sobre la estabilidad de la misma, dada su rapidez. El GADA se encuentra inicialmente girando con un deslizamiento de -0.2 y entregando su potencia nominal. Se ha utilizado el lazo externo de control de tensión en este ensayo por ser el más problemático ante huecos de tensión. Respecto a los sistemas de limitación de corrientes, los parámetros del regulador PI del limitador de corriente reactiva son 0.01 p.u. para la ganancia proporcional y 0.2 p.u. para la ganancia integral; para el limitador de corriente activa se escoge una constante proporcional de 0.25 p.u. La corriente reactiva máxima a inyectar se calcula según lo indicado en Fig.2.3 por los criterios de operación. Tras el despeje del hueco, la potencia activa se devuelve a su correspondiente referencia con una rampa de 2 p.u./s. En cuanto a la estructura de presentación de los resultados, primero se mostrarán los resultados de hueco trifásico equilibrado y hueco monofásico para el control vectorial; después se mostrarán los resultados de esos mismos ensayos para la modalidad de control directo.

6.4.1. Respuesta ante huecos de tensión equilibrados. Control vectorial por orientación del flujo del rotor

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de hueco de tensión equilibrado. Para estos resultados, el GADA implementa la estrategia de control presentada en esta tesis, en su modalidad de control vectorial para los lazos principales de control de las componentes síncronas del flujo del rotor.

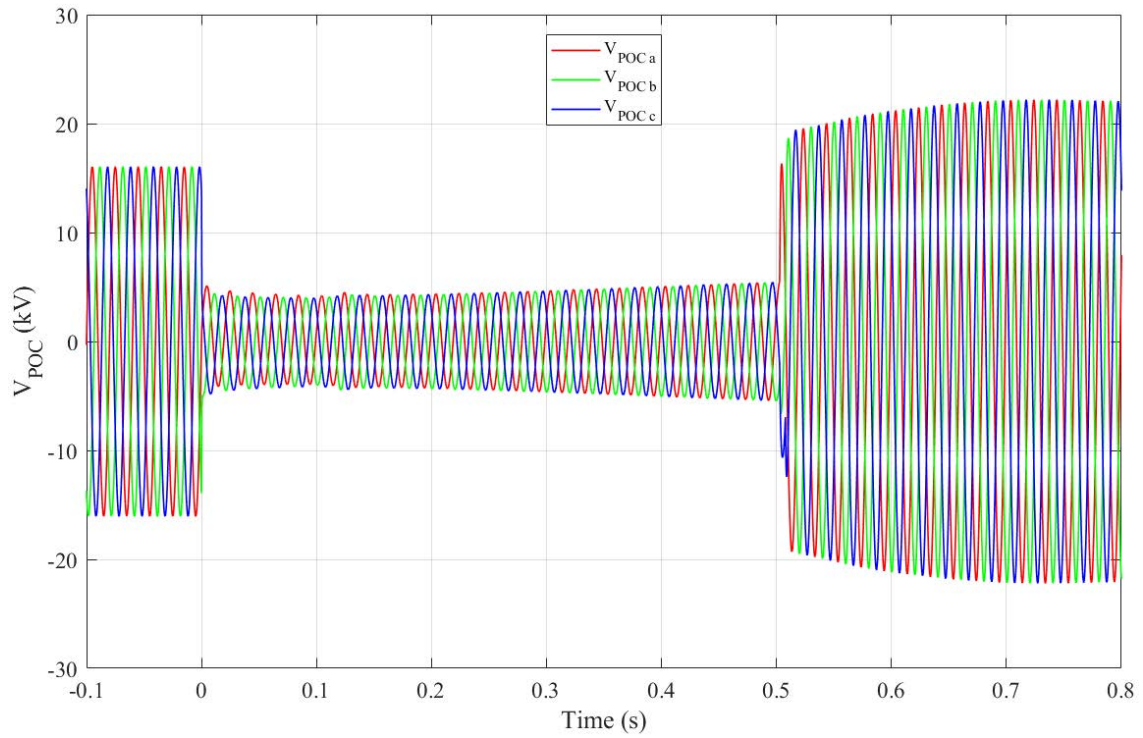


Fig.6.10. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

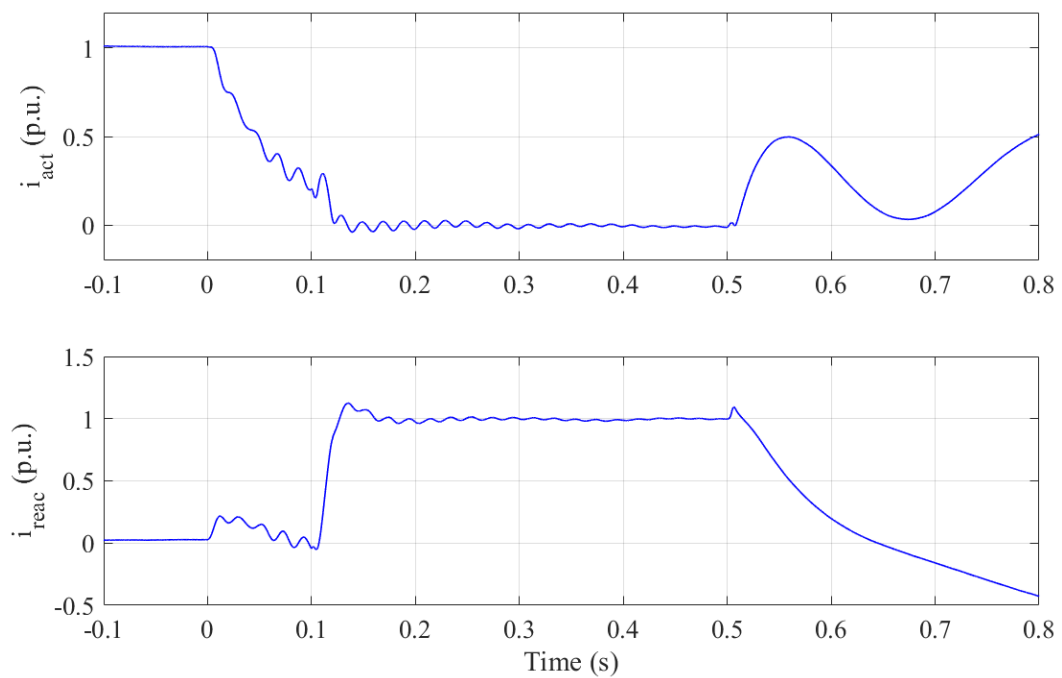


Fig.6.11. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión equilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando versión vectorial del control propuesto.

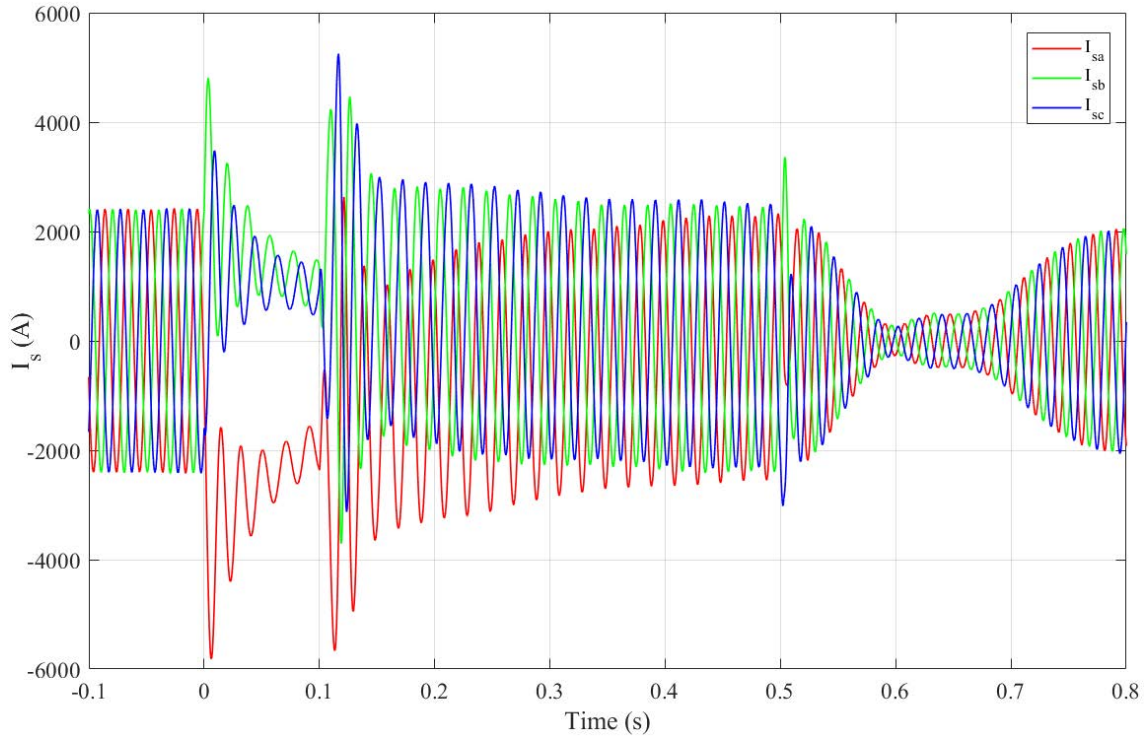


Fig.6.12. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

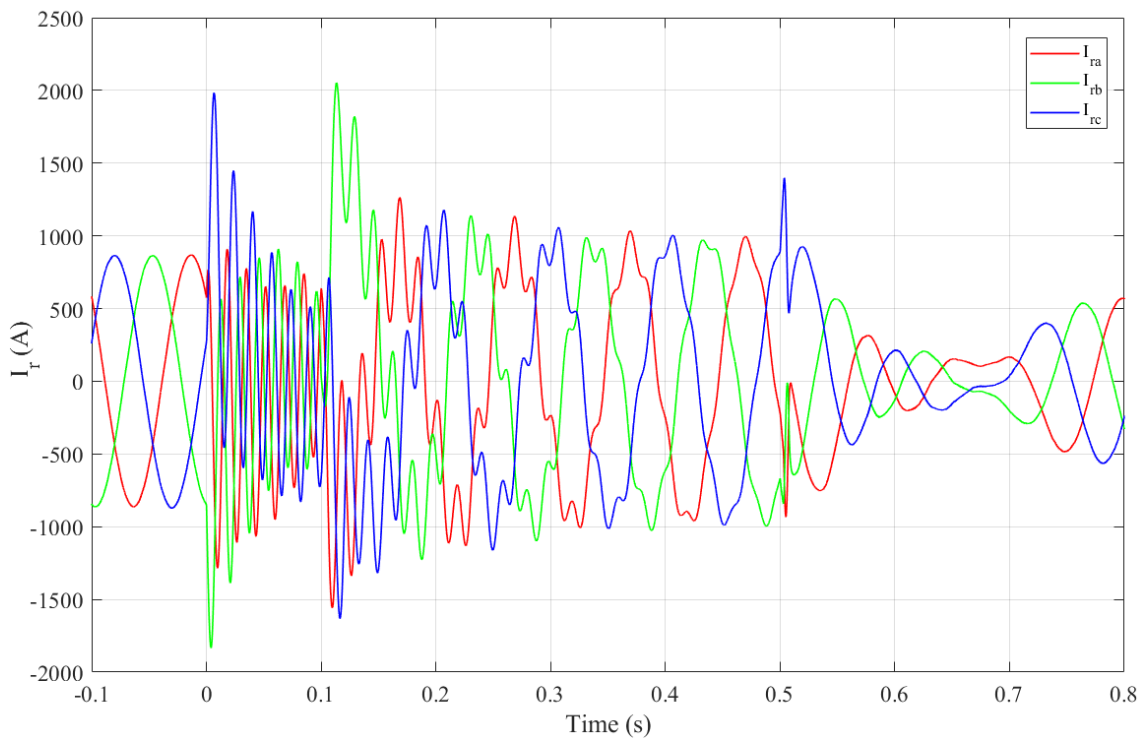


Fig.6.13. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

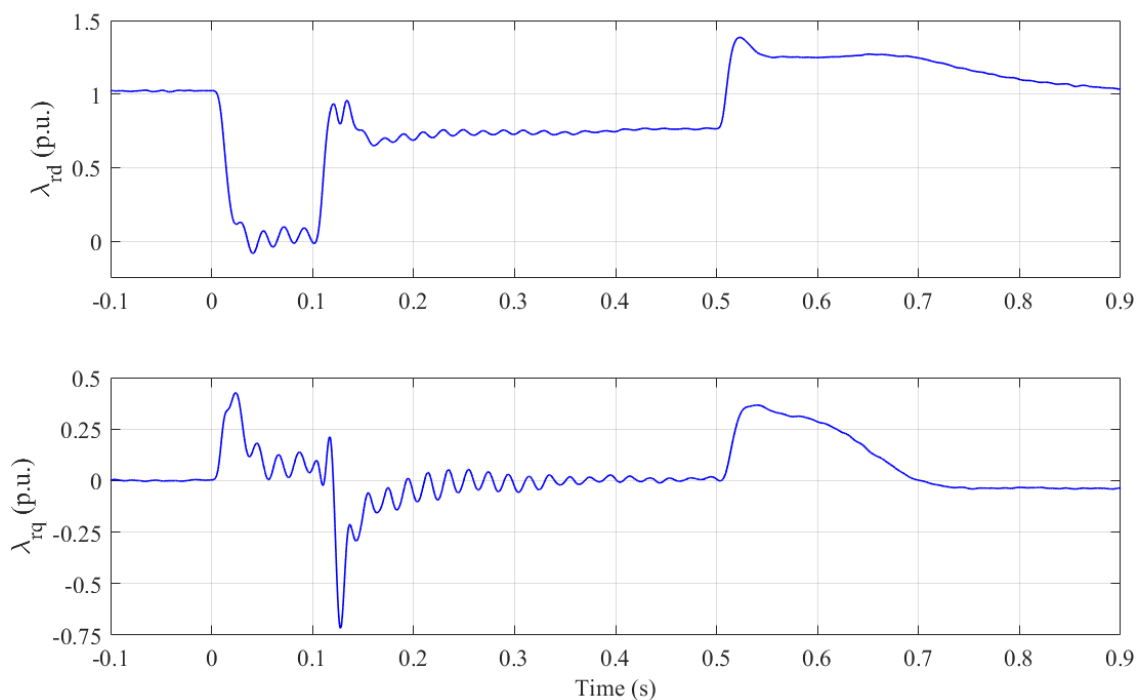


Fig.6.14. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.10-Fig.6.14, se extraen las siguientes observaciones y comentarios:

- Fig.6.10 muestra las tensiones de fase en el punto de conexión del GADA, donde se realiza la falta. En esta figura se puede observar el perfil de tensión durante el hueco, mostrándose un hueco equilibrado con una tensión residual del 24.5 % tras la aparición del hueco, recuperándose hasta un 33.7 % hacia el final del hueco, debido al creciente aporte de corriente reactiva por parte de los generadores del sistema.
- En Fig.6.11 se muestran las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA. Durante la inserción del *crowbar*, el convertidor pierde la capacidad de controlar la máquina, por lo que la evolución de estas corrientes está determinada por las características de la falta y las impedancias de la máquina y el *crowbar*, así como de su estado previo a la falta, como se explicó en el capítulo 3. Una vez que se retira el *crowbar* y se libera el convertidor, la máquina logra el control de las corrientes de la máquina en alrededor de 50 ms, tanto de la componente activa como de la reactiva. También se aprecia una ligera oscilación en sendas componentes, de aproximadamente 50 Hz, debido seguramente a la componente natural del flujo libre que no ha sido atenuado por completo, la cual se amortigua a lo largo del hueco. Tras

el despeje de la falta, los controles de potencia activa y reactiva retoman las referencias indicadas; en el caso de la corriente activa, aparece una fuerte oscilación tras el despeje, ocasionada por una pérdida momentánea de sincronización observable en la componente de cuadratura del flujo del rotor en Fig.6.14. La corriente reactiva evoluciona hacia valores negativos tras el despeje por la acción del regulador externo de tensión, debido a la sobretensión que aparece tras el despeje.

- En Fig.6.12 y Fig.6.13 se observan las evoluciones de las corrientes del GADA, estator y rotor, respectivamente. En ambas corrientes, se observa que, desde la desconexión del *crowbar* hasta que el convertidor logra limitar la corriente, estas crecen hasta 2.85 veces los valores nominales, reduciéndose progresivamente. Esta fase dura unos 50 ms. A partir de entonces, las corrientes son contenidas en amplitud dentro de los valores nominales, en especial las del rotor, dado que en el estator aparece un desequilibrio producido por una componente continua, que va atenuándose con el tiempo junto con el flujo libre. En las corrientes del rotor se observa una componente que oscila a la velocidad eléctrica de giro del rotor, causada también por el flujo libre, que se atenúa con el tiempo, sin impedir el control de la máquina.
- La evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor se muestra en Fig.6.14. Aquí se muestra que, tras la desconexión del *crowbar*, el control logra la sincronización de la máquina en 50 ms. La referencia de la componente directa del flujo directo está gobernada ahora por la estrategia de limitación de corriente reactiva. Tras el despeje de la falta, el lazo externo de control de tensión retoma el control de esta componente.

6.4.2. Respuesta ante huecos de tensión desequilibrados. Control vectorial por orientación del flujo del rotor

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de hueco de tensión desequilibrado, realizando la falta sobre la fase a del sistema. Para estos resultados, el GADA implementa la estrategia de control presentada en esta tesis, en su modalidad de control vectorial para los lazos principales de control de las componentes síncronas del flujo del rotor.

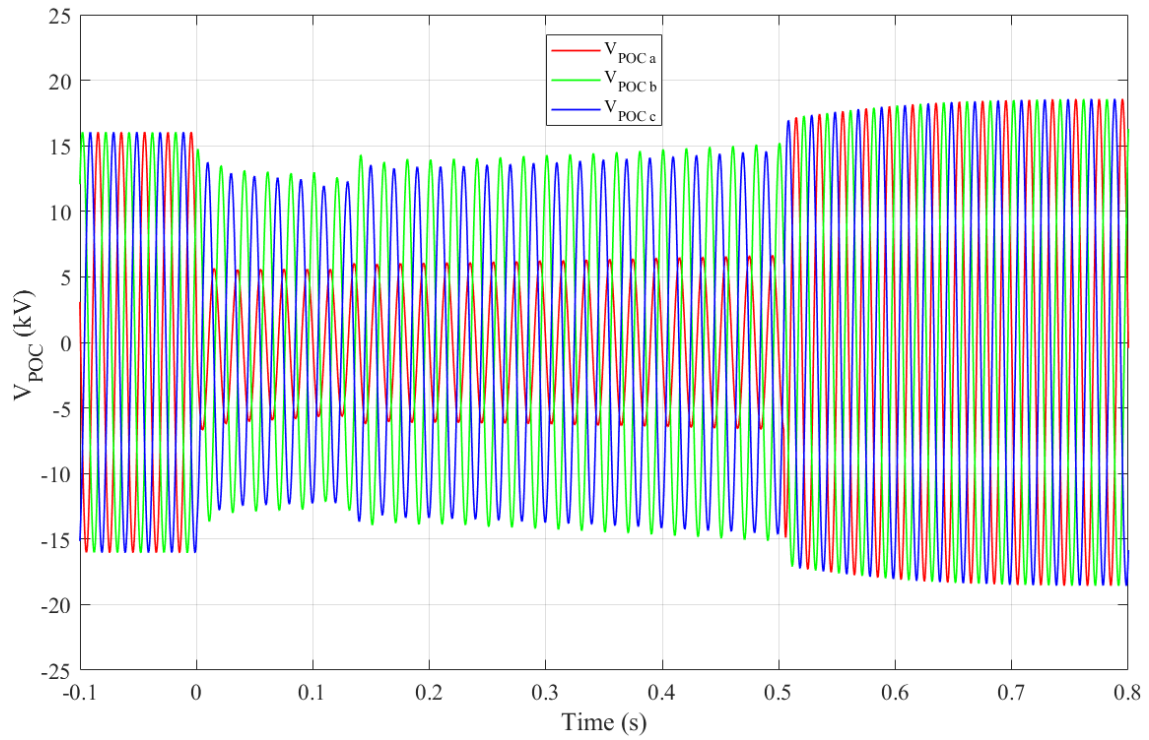


Fig.6.15. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

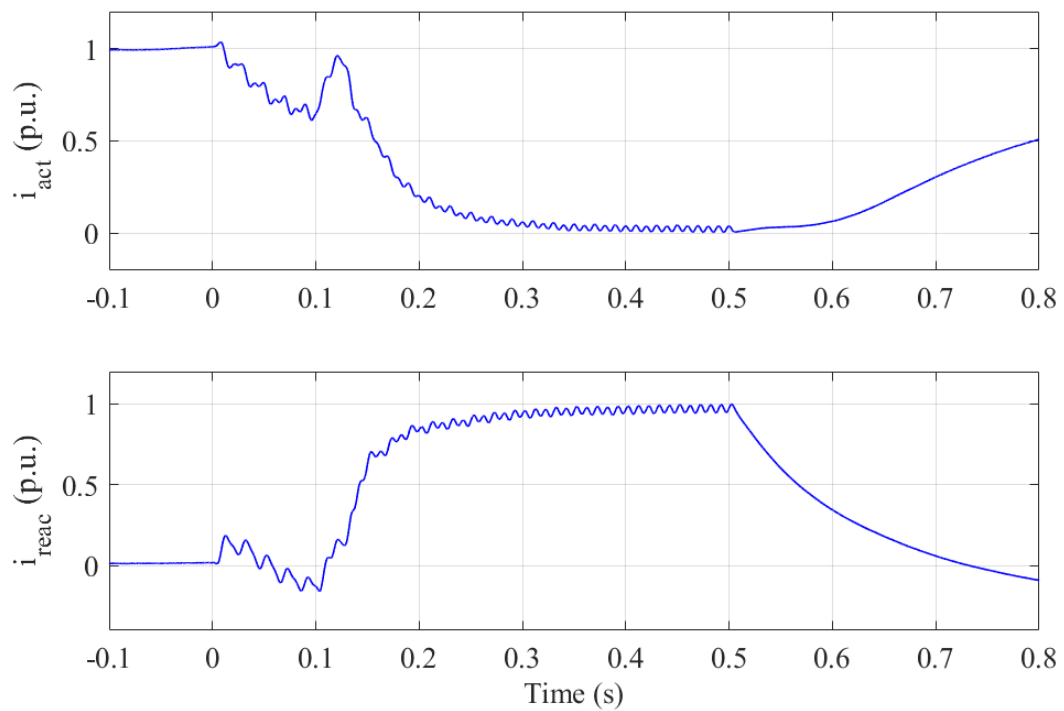


Fig.6.16. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión desequilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando versión vectorial del control propuesto.

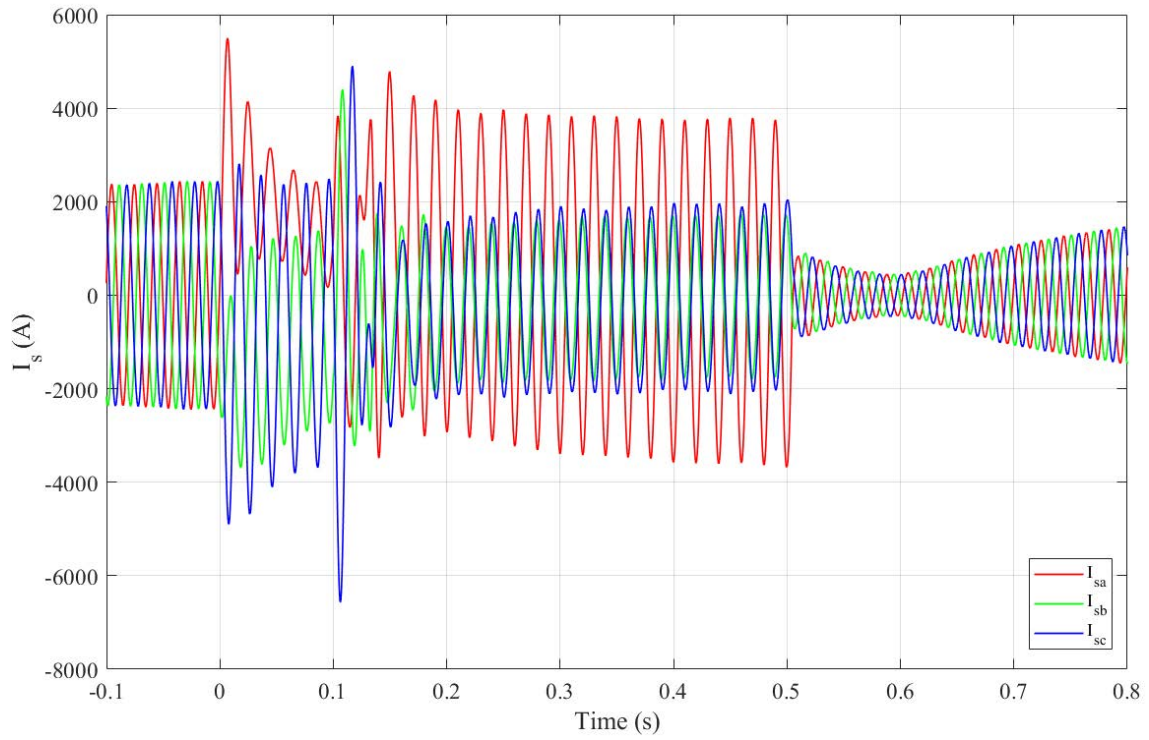


Fig.6.17. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

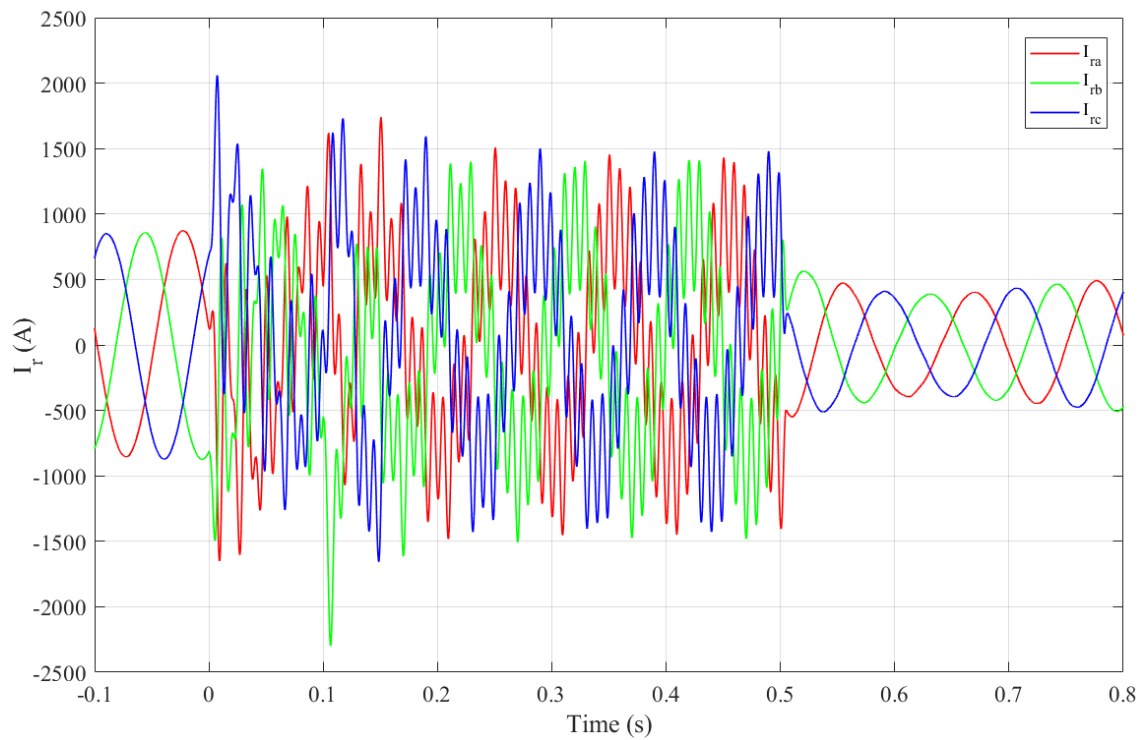


Fig.6.18. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

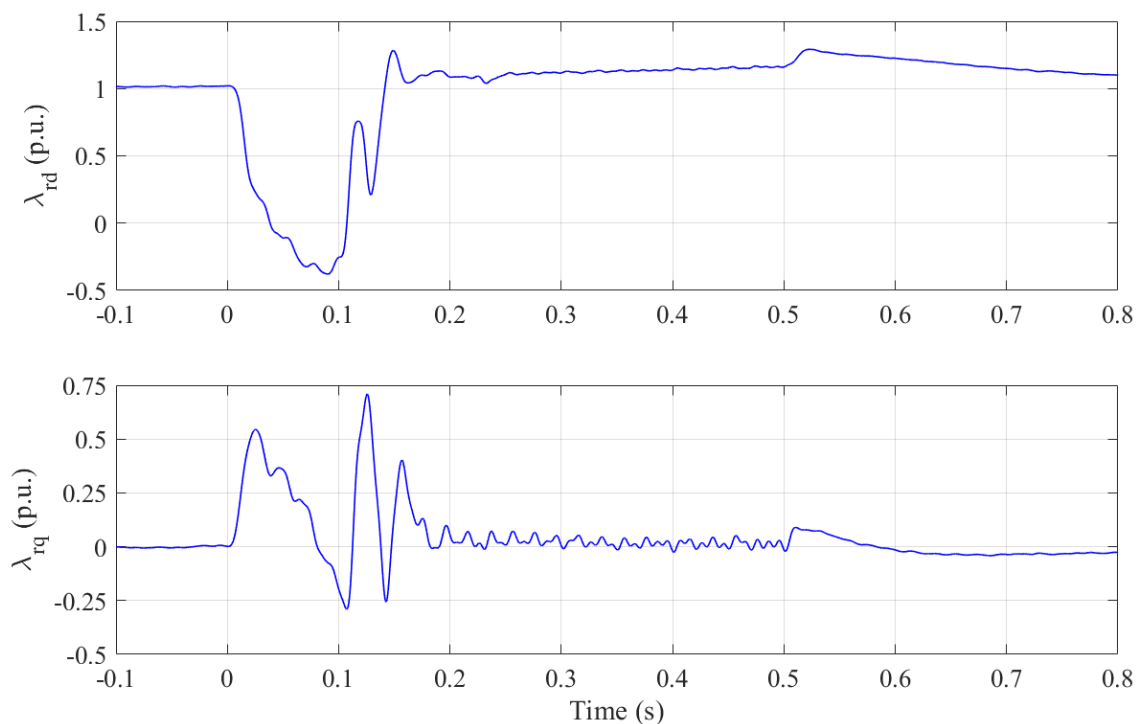


Fig.6.19. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando versión vectorial del control propuesto.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.15-Fig.6.19, se extraen las siguientes observaciones y comentarios:

- En Fig.6.15 se muestran las tensiones de fase en el punto de conexión del GADA, donde se realiza la falta. En esta figura se puede observar el perfil de tensión durante el hueco, mostrándose un hueco monofásico con una tensión residual del 33.8 % en la fase en falta tras la aparición del hueco, recuperándose hasta un 40.8 % hacia el final del hueco, debido al creciente aporte de corriente reactiva por parte de los generadores del sistema.
- En Fig.6.11 se muestran las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA. Al igual que para el hueco equilibrado, durante la inserción del *crowbar*, la evolución de estas corrientes está fuera del control de la máquina durante estos instantes. Una vez que se retira el *crowbar* y se libera el convertidor, la máquina logra el control de las corrientes de la máquina de forma más progresiva que en el caso anterior, llegando a tardarse alrededor de 150 ms, tanto para la componente activa como la reactiva. Se observa una ligera oscilación en sendas componentes, de aproximadamente 100 Hz en este caso, debido seguramente a la componente inversa del flujo libre, que no se atenúa de forma natural. Tras el despeje de la falta, los

controles de potencia activa y reactiva retoman las referencias indicadas de una forma progresiva, sin apreciarse pérdida de sincronismo, lo cual se corrobora en Fig.6.19. La corriente reactiva evoluciona hacia valores negativos tras el despeje debido a la acción del regulador externo de tensión, debido a la sobretensión que aparece tras el despeje.

- En Fig.6.12 y Fig.6.13 se observan las evoluciones de las corrientes del GADA, estátor y rotor, respectivamente. En ambas corrientes, se observa un pequeño pico en una de las fases que alcanza 3 veces el valor nominal tras desconexión del *crowbar*, aunque durando únicamente un ciclo de la corriente, a diferencia del caso de hueco. Tras este momento, las corrientes son limitadas en amplitud. No obstante, el efecto de las componentes directa e inversa crean un desequilibrio en la tensión del estátor, que en este caso no se atenúa completamente con el paso del tiempo, debido a la aparición de la componente inversa. En el rotor, la componente fundamental de las corrientes aparece limitada. Sin embargo, la componente inversa del flujo del rotor provoca la aparición de una componente que oscila a $-\omega_s - \omega_r$ respecto a la componente fundamental del rotor, la cual no es atenuada con la estrategia de control propuesta y que provoca sobrecorrientes transitorias y periódicas en el rotor. Tras el despeje, las corrientes regresan rápidamente a valores normales, así como las componentes inversa y continua inducidas durante el hueco desaparecen.
- La evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor se muestra en Fig.6.14. En este caso, tras la desconexión del *crowbar*, el control pierde la sincronización de la máquina durante los primeros 100 ms, aproximadamente. La referencia de la componente directa del flujo directo sigue gobernada por la estrategia de limitación de corriente reactiva. Tras el despeje de la falta, el lazo externo de control de tensión retoma el control de esta componente.

6.4.3. Respuesta ante huecos de tensión equilibrados. Control directo por orientación del flujo del rotor

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de hueco de tensión desequilibrado, realizando la falta sobre la fase a del sistema. Para estos resultados, el GADA implementa la estrategia de control presentada en esta tesis, en su modalidad de control directo para los lazos principales de control de las componentes síncronas del flujo del rotor.

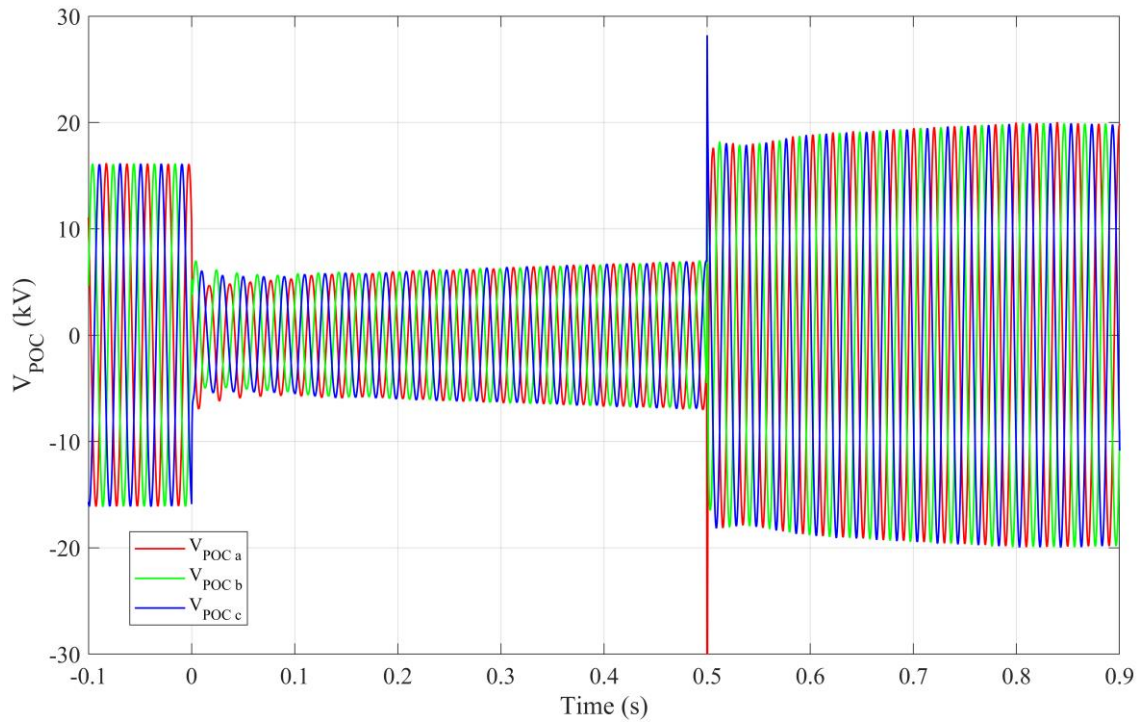


Fig.6.20. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

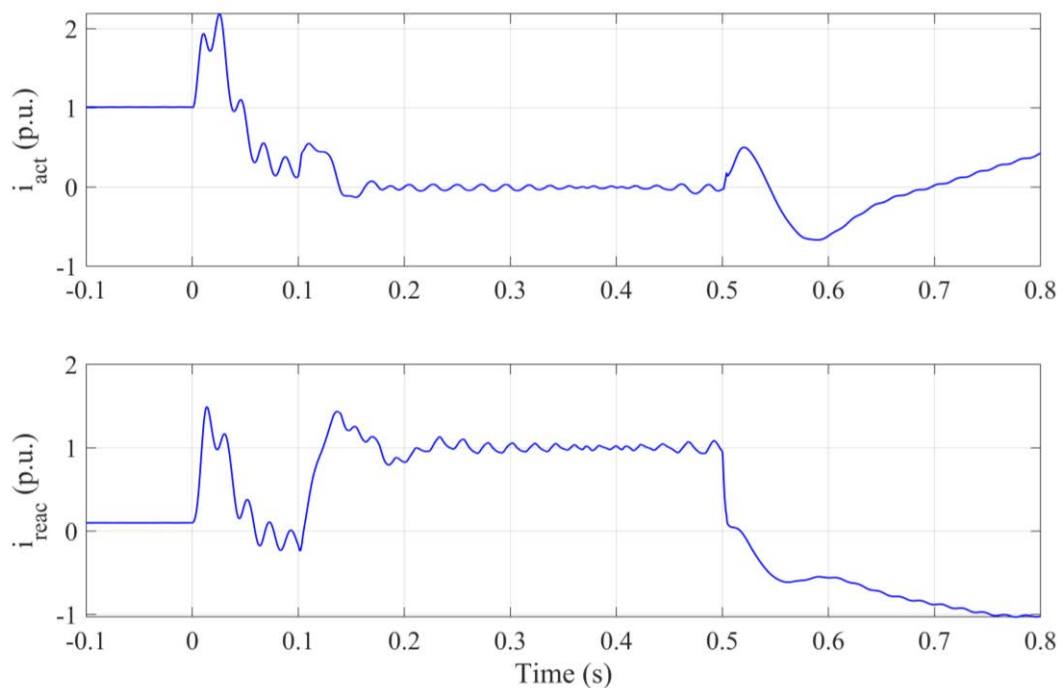


Fig.6.21. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión equilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

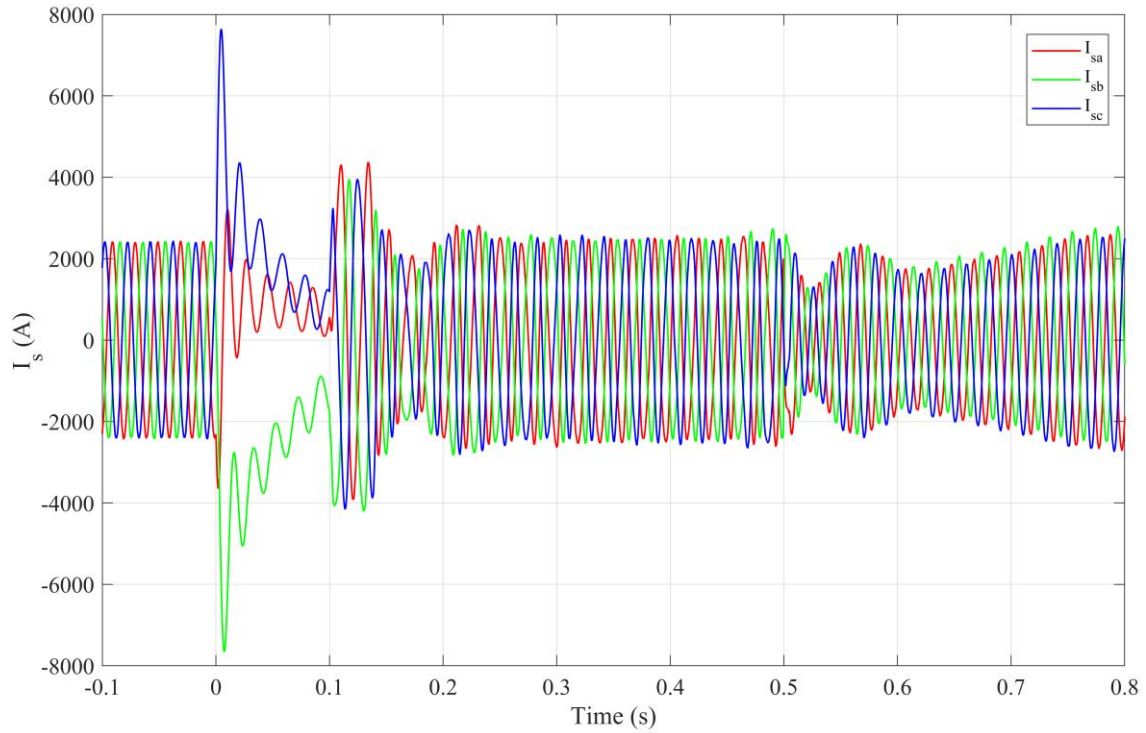


Fig.6.22. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

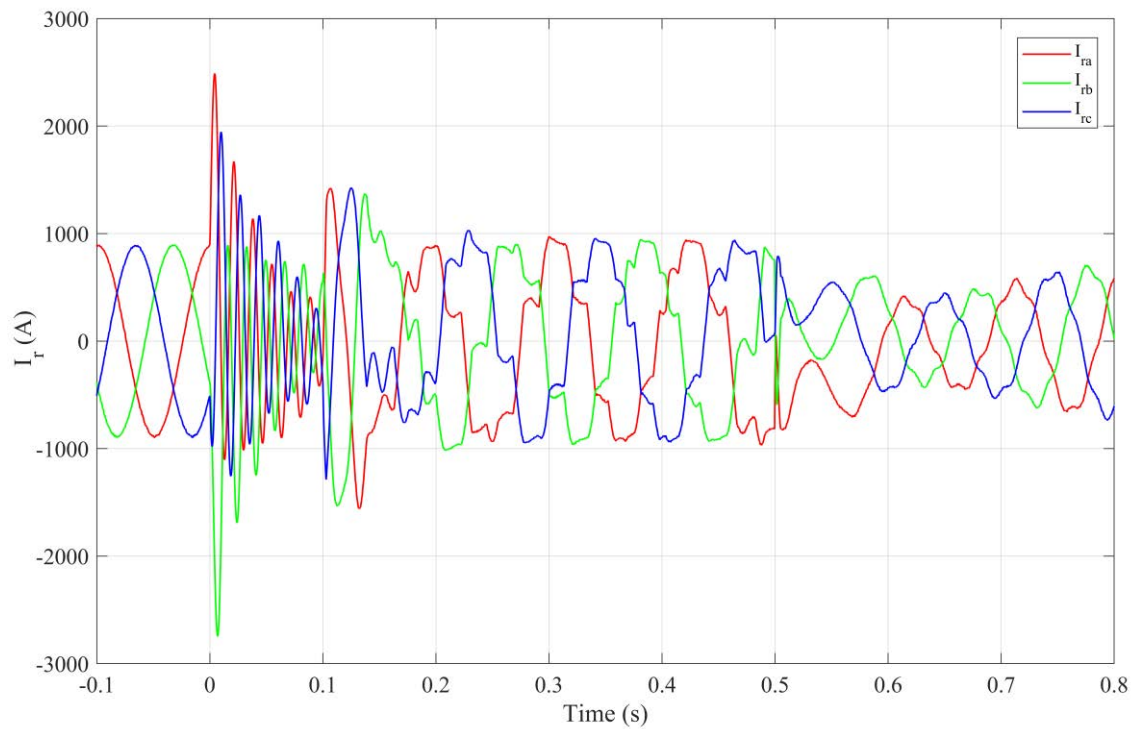


Fig.6.23. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

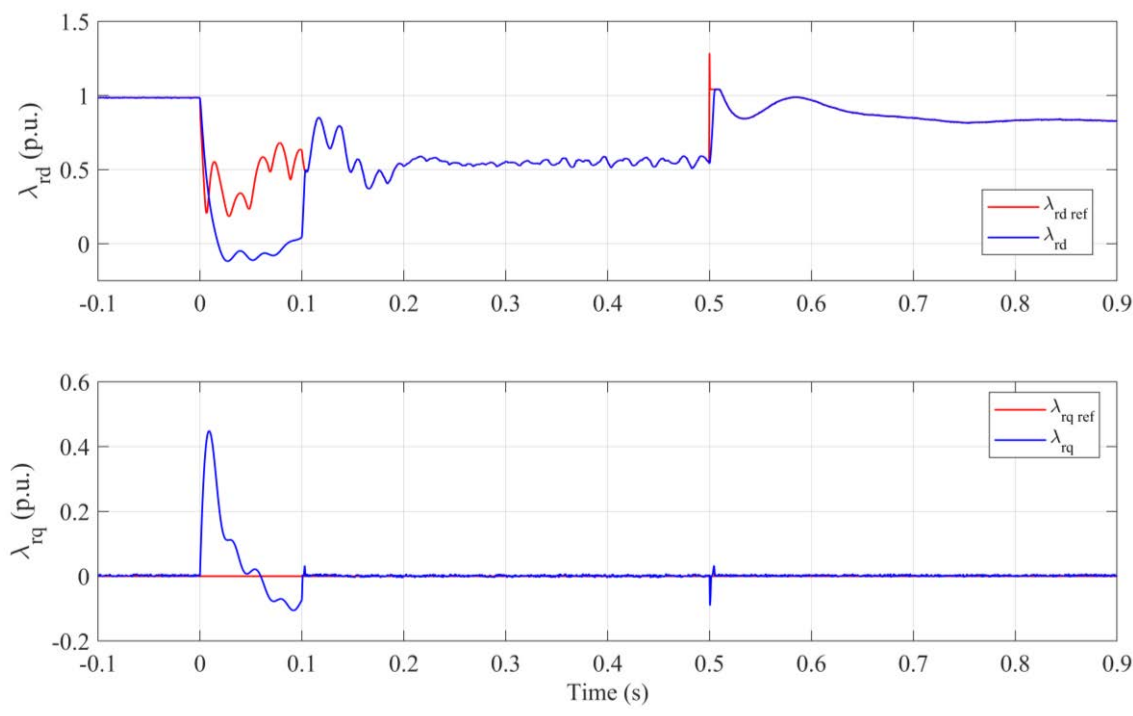


Fig.6.24. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión equilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.20-Fig.6.24, se extraen las siguientes diferencias en comparación con los resultados para el mismo ensayo con control vectorial:

- Respecto a la evolución de las tensiones de fase en el POC, mostradas en Fig.6.20, estas sufren la misma caída en el instante de aparición del hueco debido a la introducción, hacia el final del hueco se recupera hasta un valor de 42.8 % de la tensión nominal.
- Atendiendo a Fig.6.21, con respecto al tiempo de reacción del control tras la desactivación del *crowbar*, este es de un orden de magnitud similar al del control vectorial, cercano a los 50 ms, marcado por las dinámicas de los lazos de limitación de corriente. La evolución durante el resto del hueco es similar al del caso vectorial. No obstante, la recuperación se muestra más rápida en este caso, seguramente debido a la velocidad del control, que proporciona una resincronización más rápida, como se aprecia atendiendo a la componente cuadratura del flujo del rotor en Fig.6.24.
- Con respecto a las evoluciones de las corrientes de estátor y rotor, mostradas en Fig.6.22 y Fig.6.23, se aprecia un menor pico de corriente tras la desconexión del *crowbar* en comparación con el caso vectorial, siendo ahora de 1.6 y 1.8 veces la corriente nominal en estátor y rotor, respectivamente. También se aprecia una mayor

atenuación del flujo natural respecto al caso con el control vectorial para este mismo hueco, lo que se manifiesta en la ausencia de componente continua en las corrientes del estátor. Esto puede ser debido a la capacidad del control directo de seguir esta componente, debido a su superior dinámica. De la misma forma, esta componente también se encuentra más atenuada en el rotor.

- En Fig.6.24 se pone de manifiesto la alta capacidad que proporciona esta técnica de control para seguir la referencia del flujo del rotor, apareciendo transitorios de apenas la constante de tiempo del rotor, del orden de milisegundos, antes de volver a alcanzar la referencia; a diferencia del mismo control con la técnica vectorial de control, que requería del orden de 50 ms para alcanzar la nueva referencia en este mismo ensayo.

6.4.4. Respuesta ante huecos de tensión desequilibrados. Control directo por orientación del flujo del rotor

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de hueco de tensión monofásico, aplicando la falta sobre la fase a del sistema. Para estos resultados, el GADA implementa la estrategia de control presentada en esta tesis, en su modalidad de control directo para los lazos principales de control de las componentes síncronas del flujo del rotor.

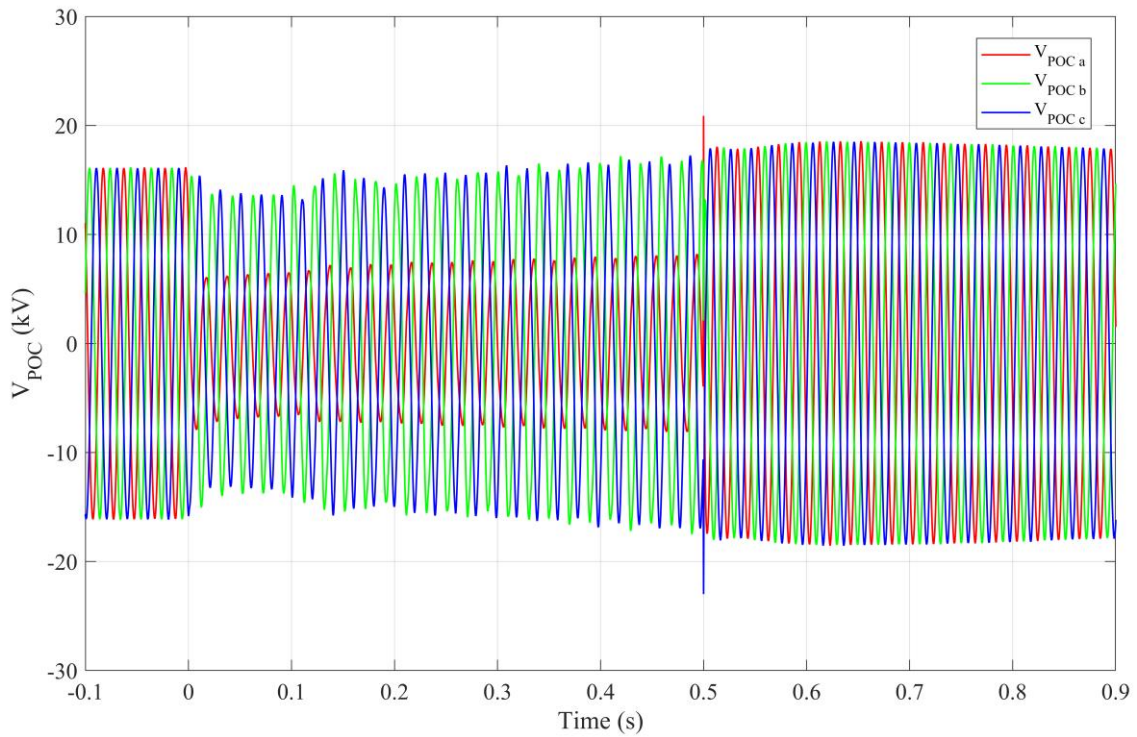


Fig.6.25. Evolución de las tensiones de fase del punto de conexión del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

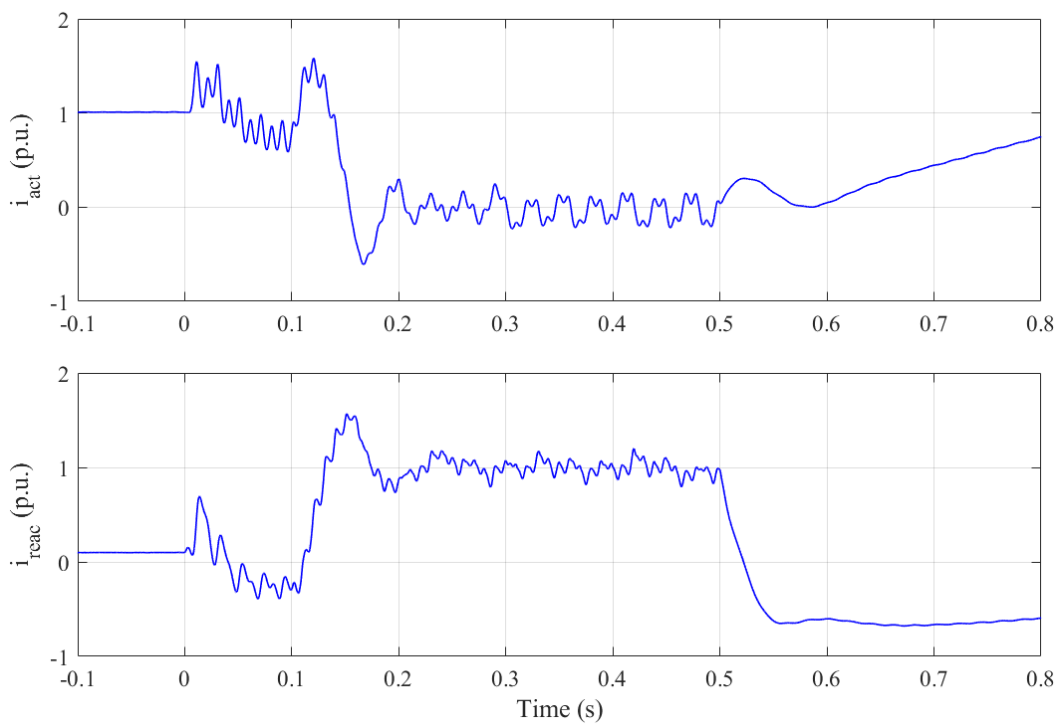


Fig.6.26. Evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA ante hueco de tensión desequilibrado en el punto de conexión del GADA. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

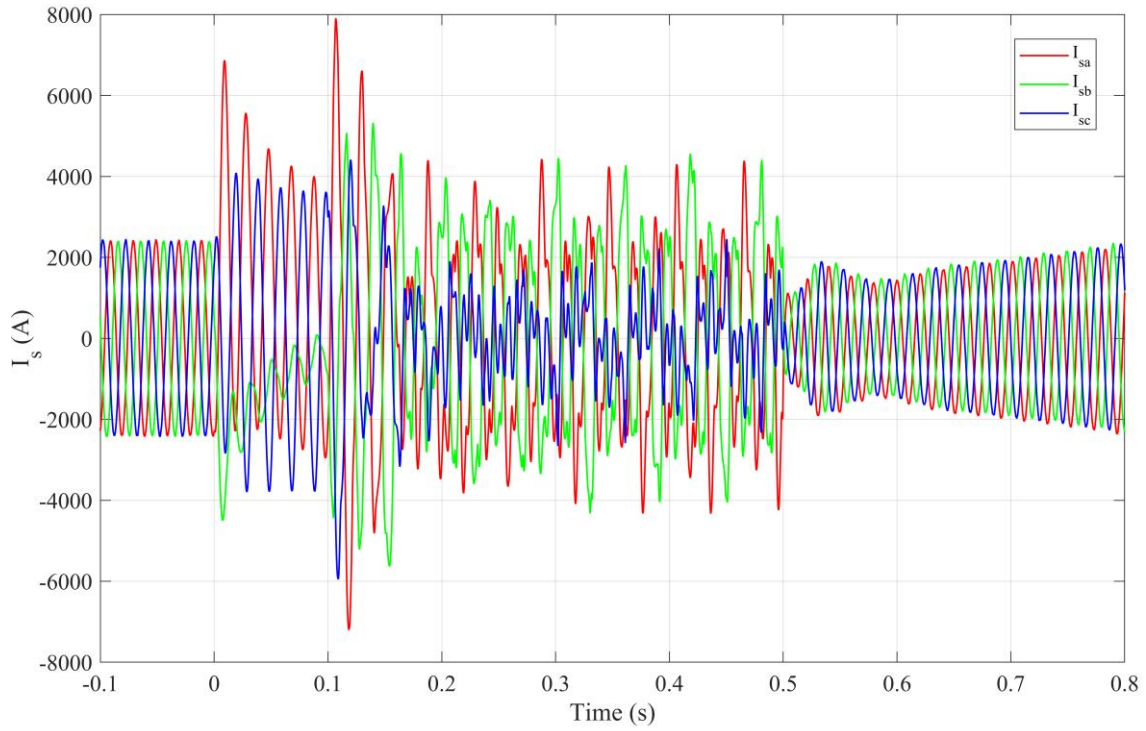


Fig.6.27. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

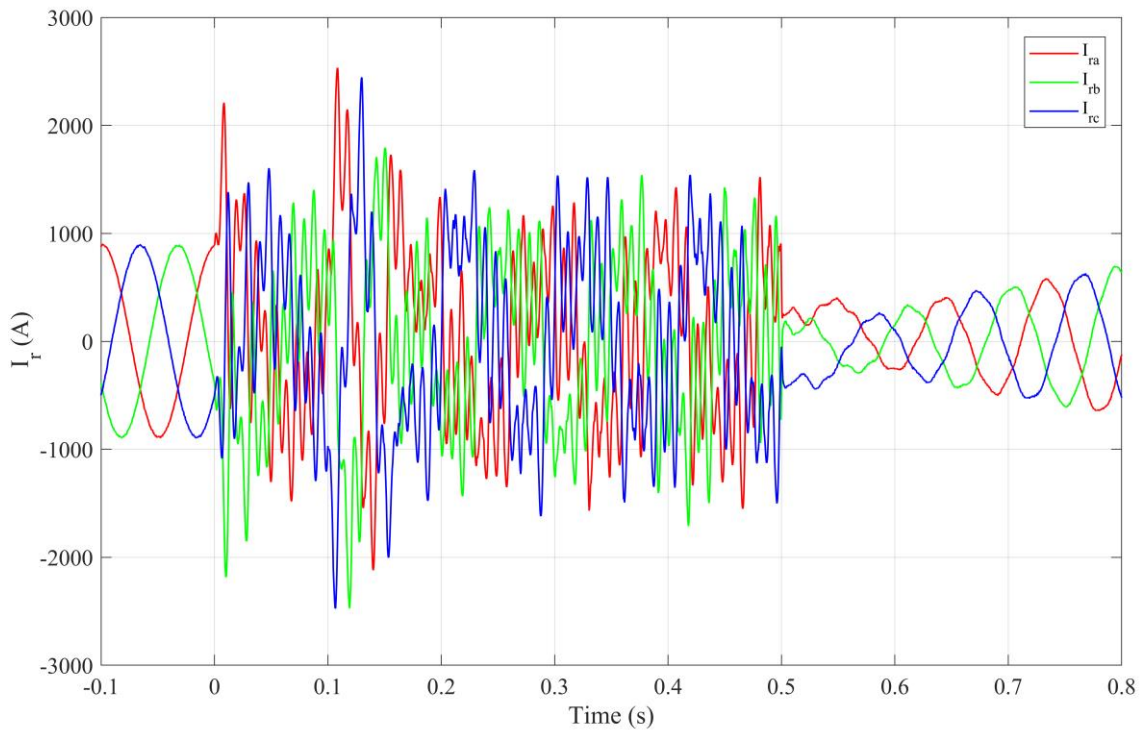


Fig.6.28. Evolución de las corrientes de cada fase del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

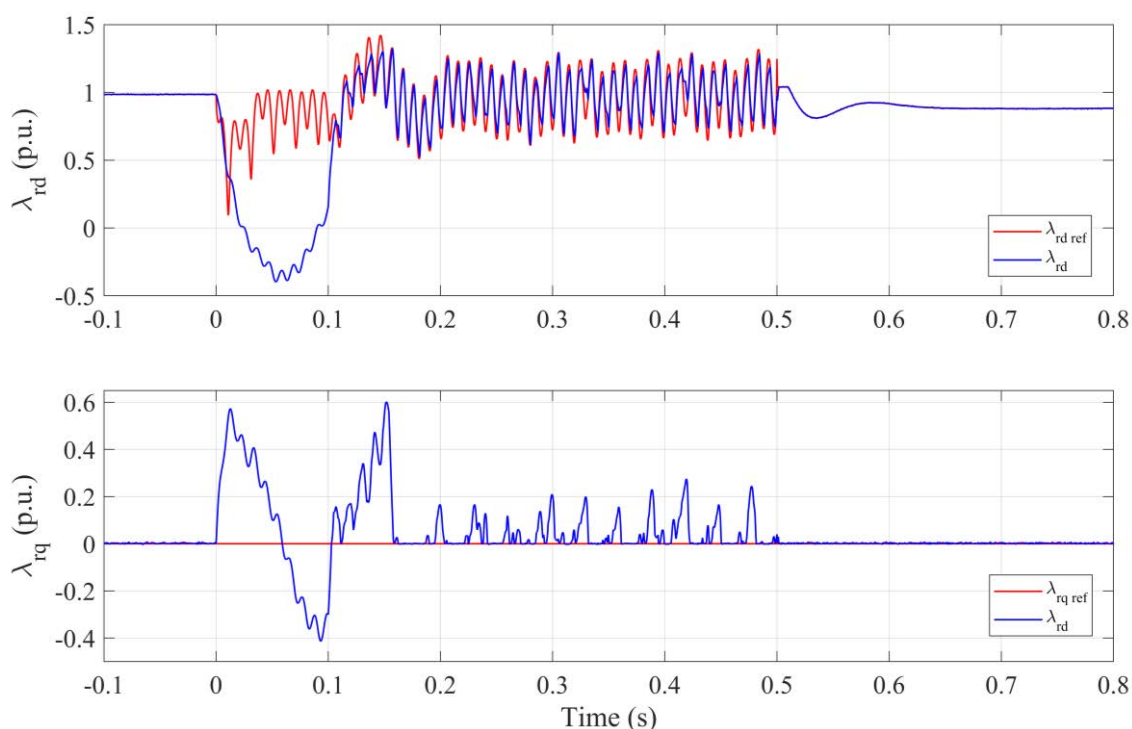


Fig.6.29. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA ante un hueco de tensión desequilibrado. Implementando el control propuesto en la modalidad de control directo.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.25-Fig.6.29, se extraen las siguientes diferencias en comparación con los resultados para el mismo ensayo con control vectorial:

- En relación con la evolución de las tensiones de fase del POC, mostradas en Fig.6.25, la tensión alcanzada al final del hueco en la fase afectada es de 47.2 % de la tensión nominal, ligeramente superior a la del caso vectorial para la misma falta monofásica.
- Fig.6.26 muestra la evolución de las componentes activa y reactiva de la corriente del estátor del GADA. En este caso, el control necesita 100 ms tras la desconexión del *crowbar* para alcanzar la referencia, el doble de tiempo respecto al caso del hueco equilibrado con esta misma modalidad de control, aunque un 66 % del tiempo requerido con el control vectorial. También se aprecian unas oscilaciones que son principalmente debidas a la componente inversa del flujo del estátor que aparece durante los huecos desequilibrados. Tras el despeje de la falta, las referencias de potencia activa y reactiva se recuperan de forma rápida, en alrededor de 75 ms, siendo menos progresiva que en el caso con control vectorial.

- Atendiendo a la evolución de las corrientes de estátor y rotor del GADA, mostradas en Fig.6.27 y Fig.6.28, respectivamente, de nuevo se observa un pico de corriente tras la desactivación del *crowbar*, llegando a 3.3 y 3 veces el valor nominal, permaneciendo durante alrededor de tres ciclos en este caso. Además, se aprecia de nuevo una diferencia principal en las corrientes del estátor, donde no aparece de nuevo una componente continua debido a la rápida atenuación del flujo natural. En las corrientes del rotor se aprecia un impacto ligeramente inferior pero muy similar de la componente inversa en comparación con el control vectorial, alcanzándose picos de 1500 A en muchos de los ciclos en el régimen permanente durante el hueco. Tras el despeje, las corrientes recuperan rápidamente su forma de onda anterior a la falta.
- En Fig.6.29 se muestran las evoluciones de las componentes síncronas del flujo del rotor, así como sus referencias. En este caso se muestra como la componente directa del flujo del rotor intenta seguir una referencia en la que se introduce la secuencia inversa del flujo del estátor, aunque no consigue seguirla de forma completa. Esta componente causa también una afección sobre la componente de cuadratura del flujo del rotor, produciendo desvíos periódicos de 0.2 p.u. durante el hueco. Por otra parte, esta técnica si logra una mayor velocidad para alcanzar la referencia tras la desactivación del *crowbar*, tardando alrededor de 50 ms, la mitad que el control vectorial ante esta misma perturbación.

6.5. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia

En este apartado se muestra la capacidad del GADA para amortiguar oscilaciones de potencia en el sistema cuando se implementa el control propuesto en esta tesis. Para llevar a cabo este ensayo, se emplea el sistema de dos áreas, presentado en este mismo capítulo. Para reproducir las oscilaciones de potencia, se aplican dos perturbaciones distintas en el sistema: cambio de carga de 50 MW en el nudo 7 y el disparo de una de las líneas de la interconexión, ver Fig.6.4. La perturbación sucede en el instante 0 s en las gráficas. Los resultados muestran tres casos diferentes: caso base, con cuatro generadores síncronos en el sistema; POD-P, sustituyendo el generador 2 por un modelo agregado de parque eólico tipo 3 implementando el control propuesto con el amortiguador POD-P, únicamente; y POD-Q, análogo al POD-P pero implementando únicamente el amortiguador POD-Q en este caso. Todos los generadores síncronos del sistema tienen su PSS activado. Para mayor claridad, el integrador del lazo externo de control de reactiva se ha deshabilitado

en el control del GADA, quedando un control proporcional de reactiva. El modelo agregado de DFIG está conformado por un total de 450 turbinas, igualando así la potencia nominal del generador síncrono al que sustituye (900 MVA), entregando la misma potencia activa al sistema, 700 MW, aproximadamente. Los GADAs se encuentran girando con un deslizamiento de -0.3 y recibiendo una potencia mecánica de 0.98 p.u. de la turbina, de acuerdo con su diagrama T- ω .

6.5.1 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia tras cambio de carga

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, producidas tras un cambio de carga en el sistema.

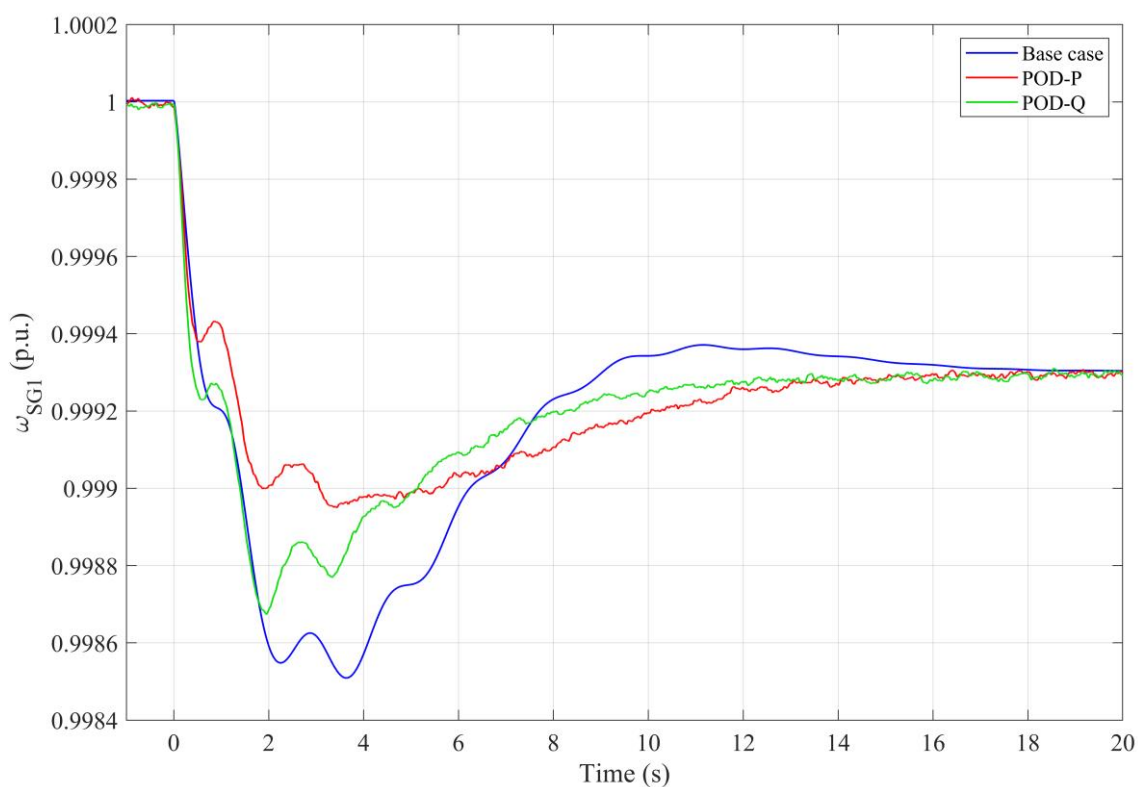


Fig.6.30. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 1 ante un cambio de carga.

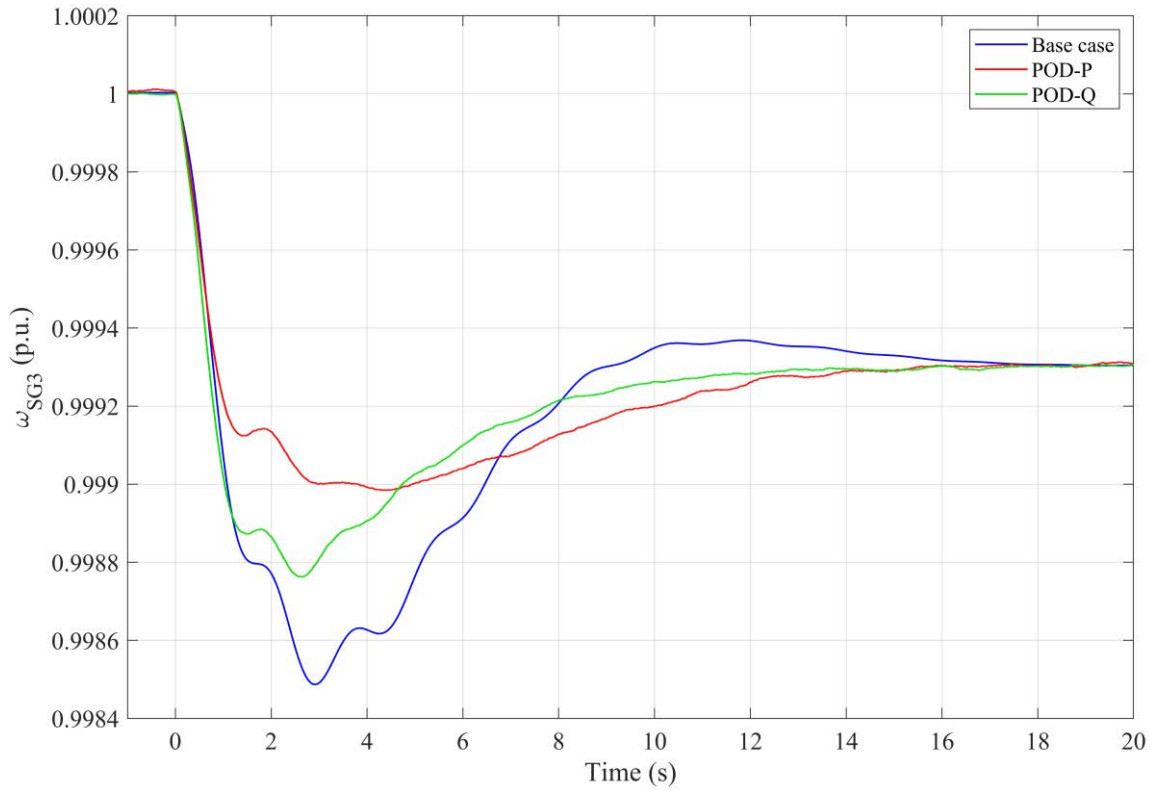


Fig.6.31. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 3 ante un cambio de carga.

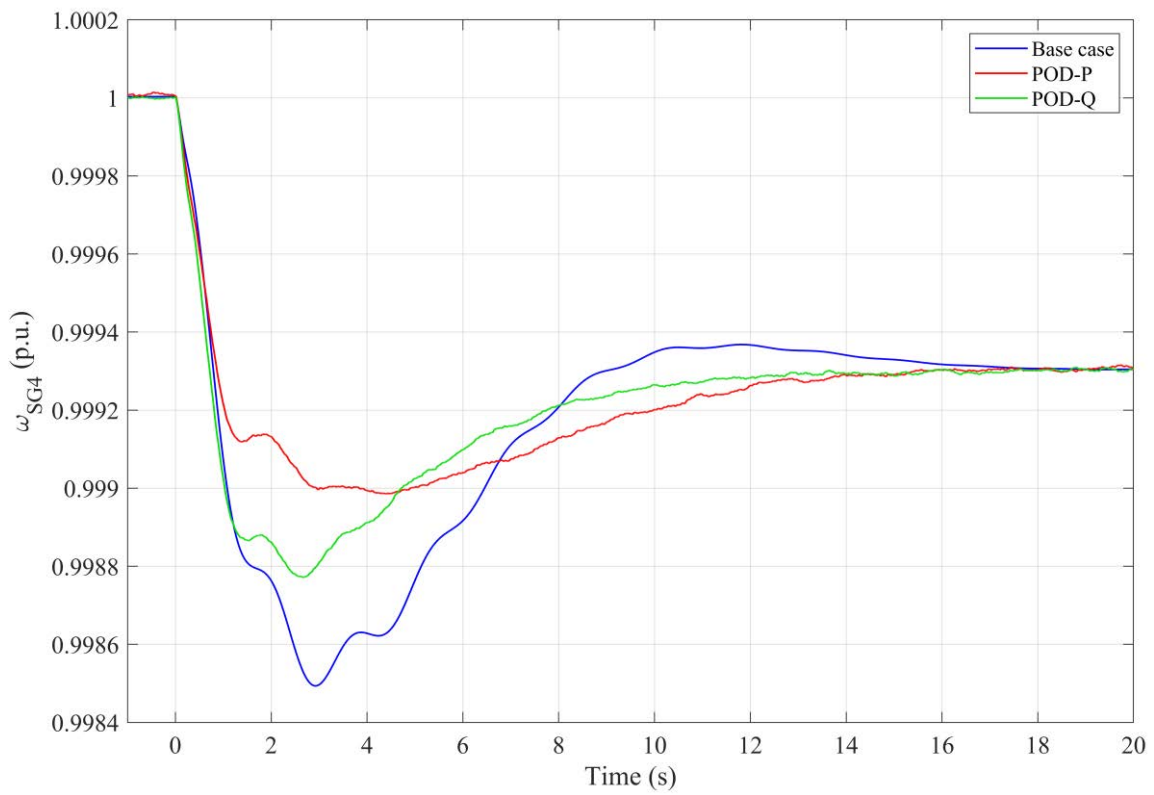


Fig.6.32. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 4 ante un cambio de carga.

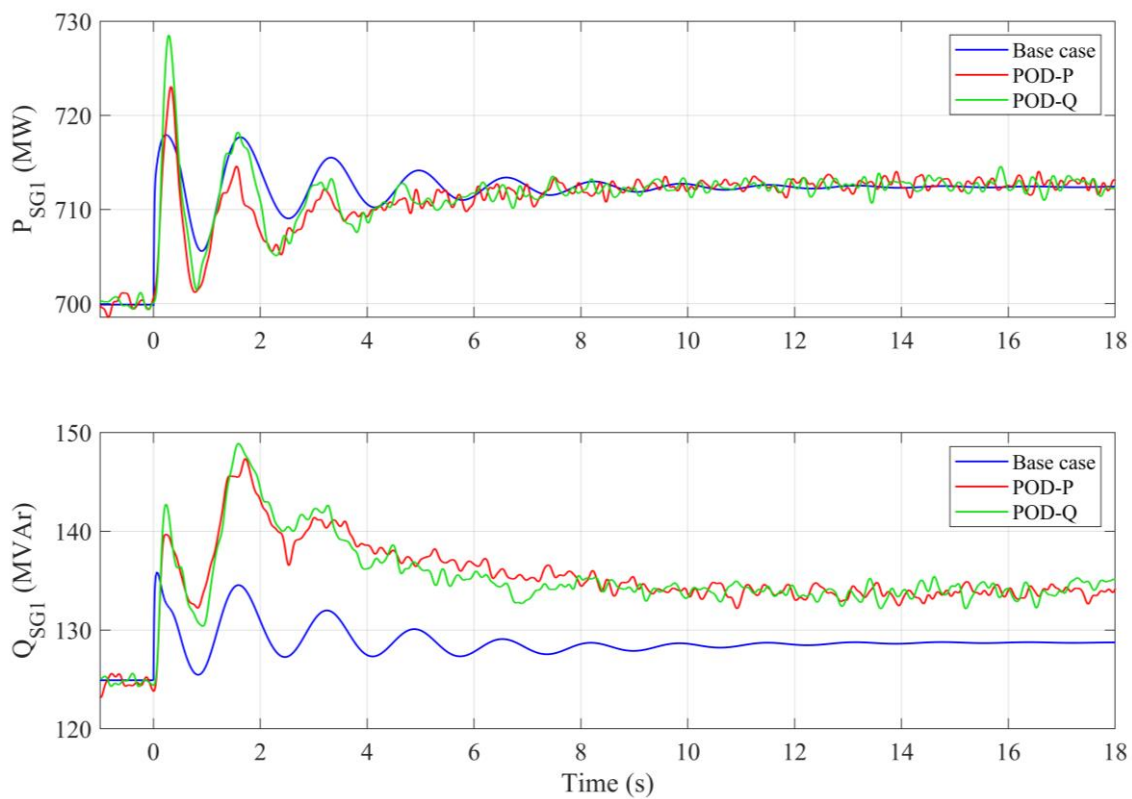


Fig.6.33. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 1 ante un cambio de carga.

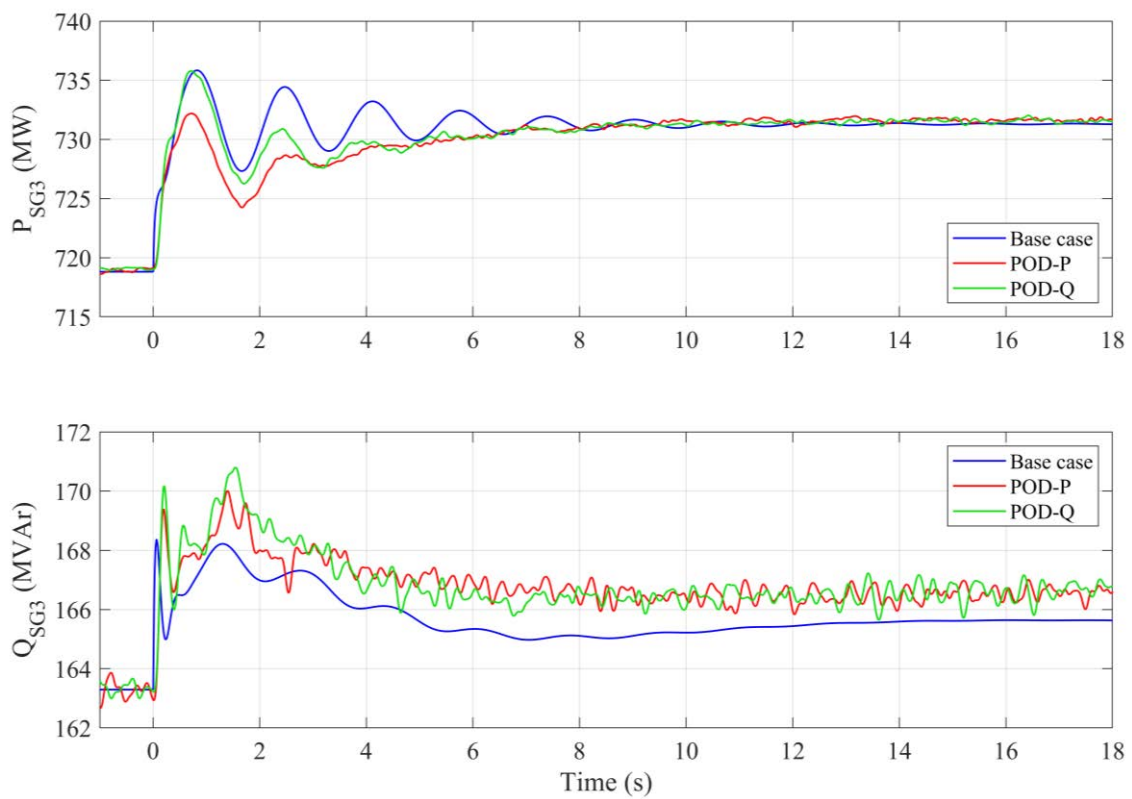


Fig.6.34. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 3 ante un cambio de carga.

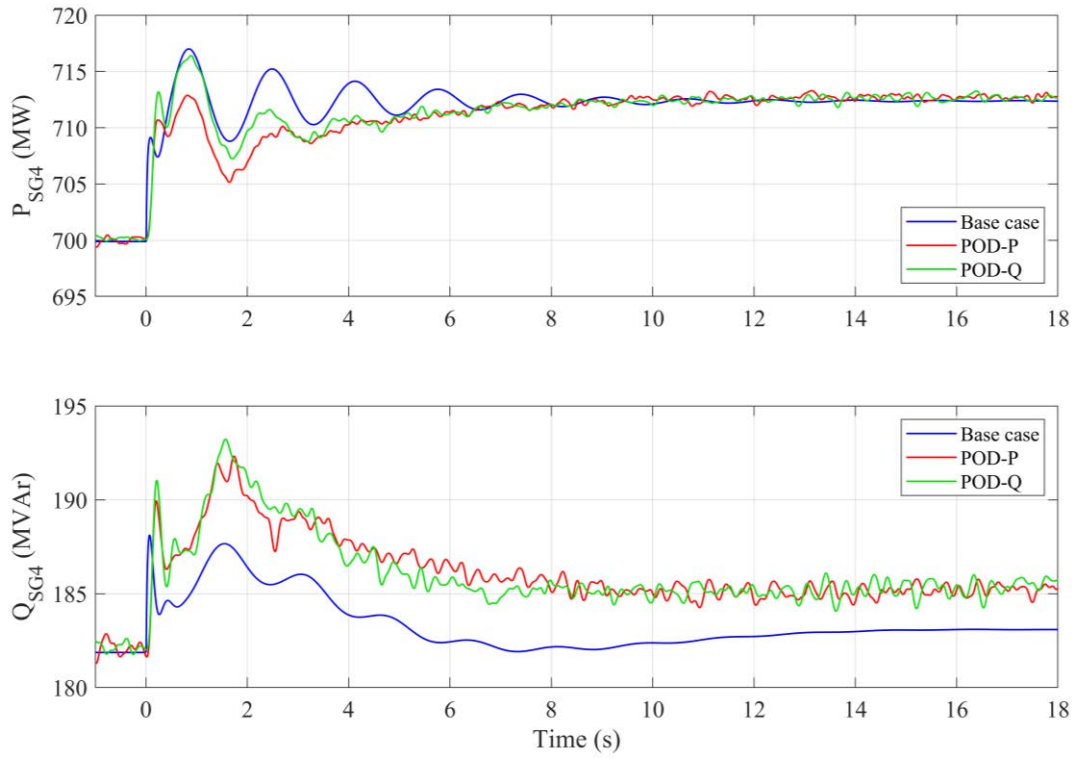


Fig.6.35. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 4 ante un cambio de carga.

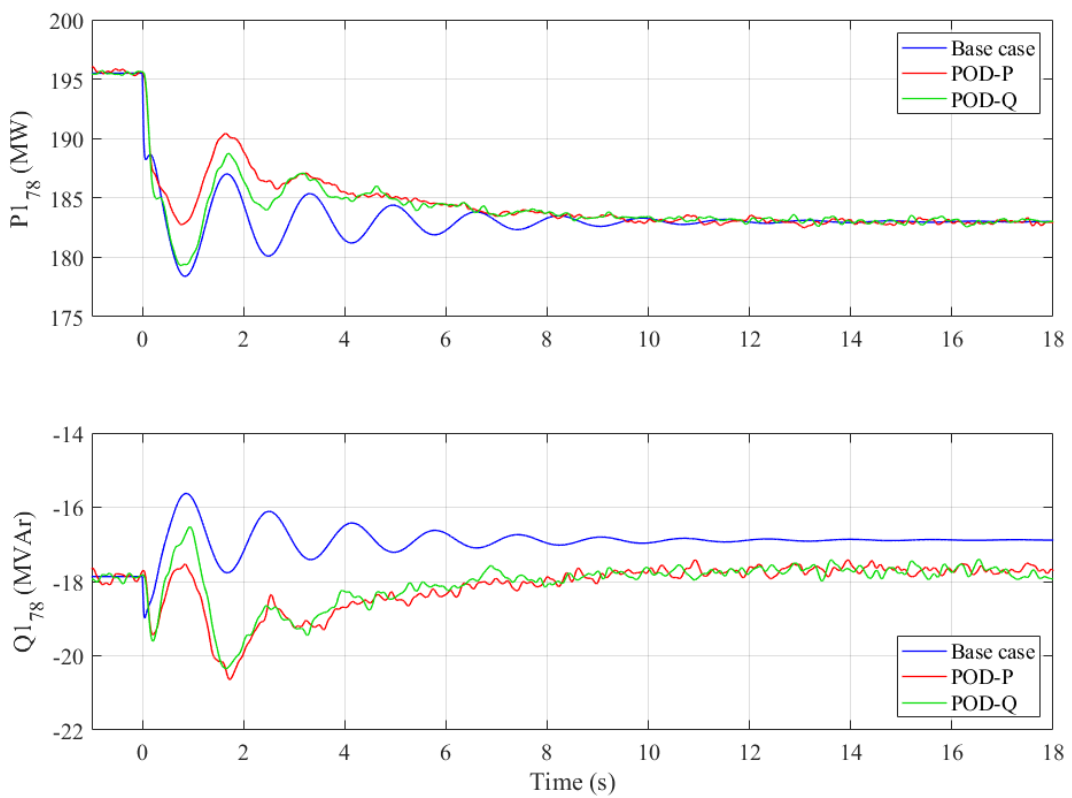


Fig.6.36. Evolución de las potencias activa y reactiva de una línea de la interconexión ante un cambio de carga.

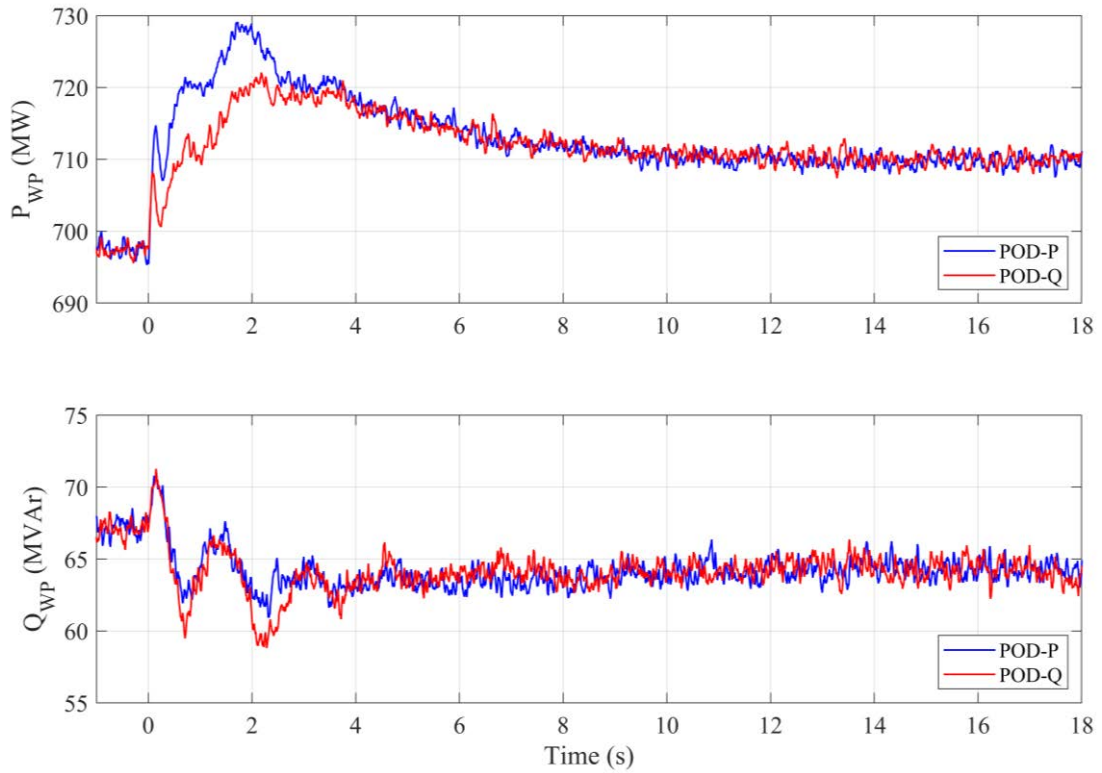


Fig.6.37. Evolución de las potencias activa y reactiva del modelo agregado de parque eólico ante un cambio de carga.

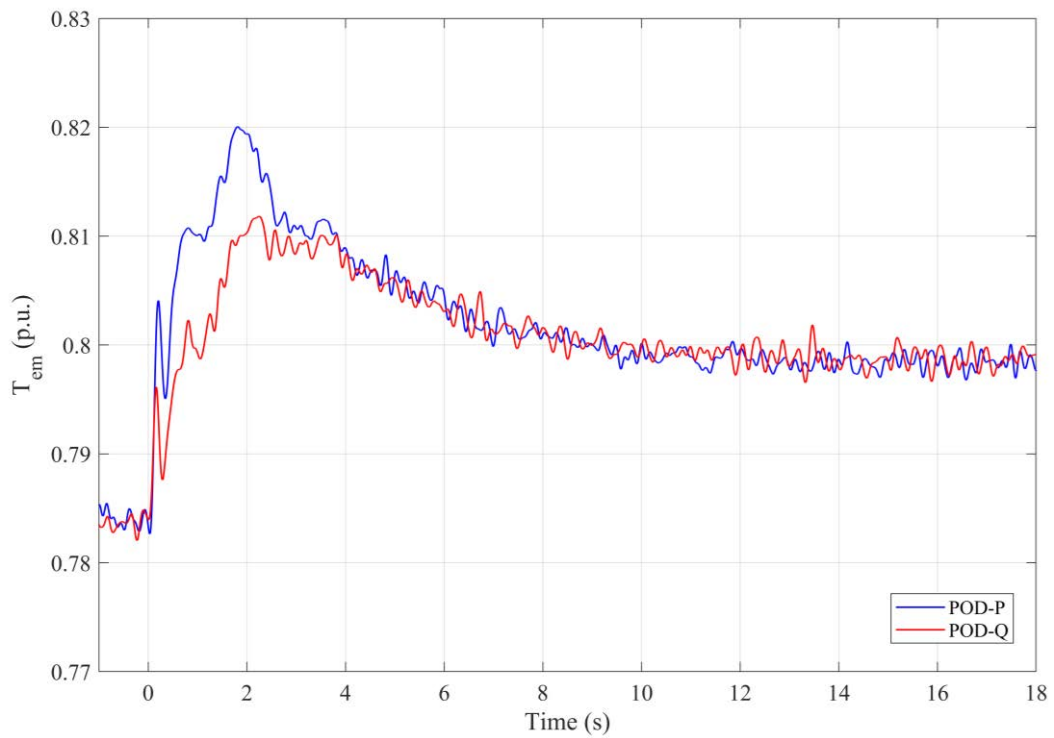


Fig.6.38. Evolución del par electromagnético de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un cambio de carga.

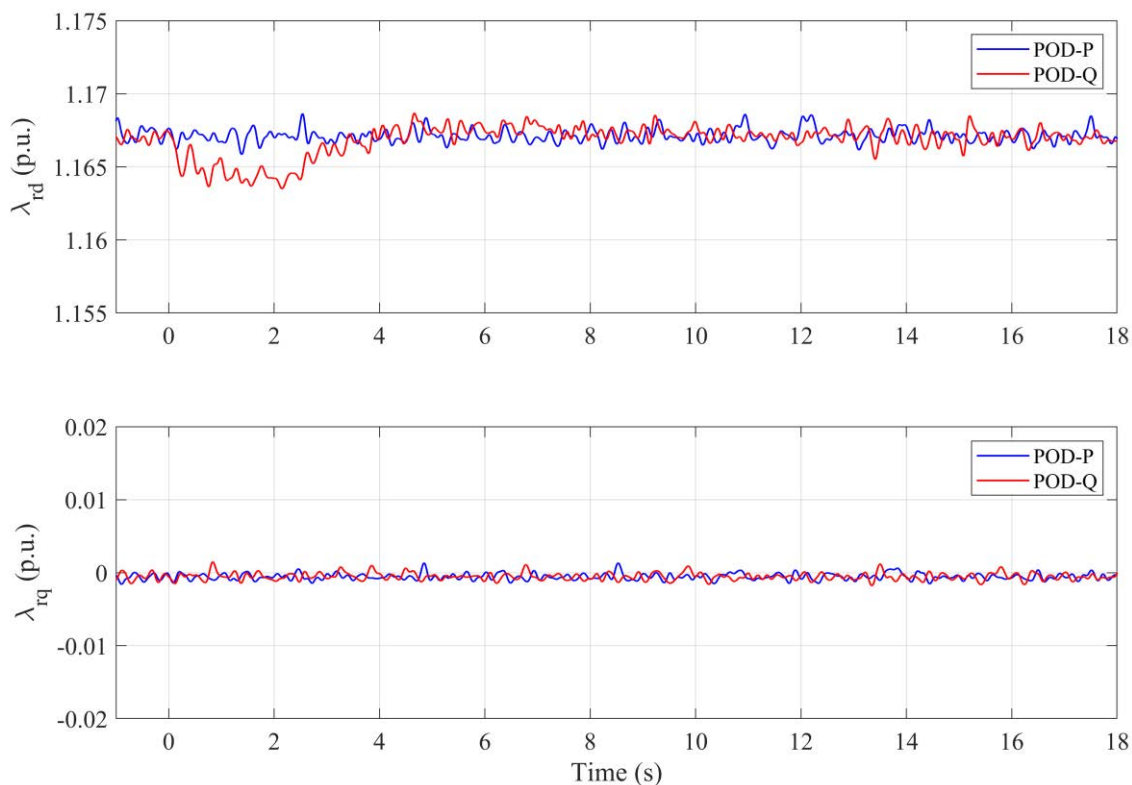


Fig.6.39. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un cambio de carga.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.30-Fig.6.39, se extraen las siguientes observaciones y comentarios:

- En relación a las velocidades de giro de los tres generadores síncronos que permanecen en las tres simulaciones, recogidas en Fig.6.30-Fig.6.32, se observa, en primer lugar, la aparición de unas oscilaciones con una frecuencia de aproximadamente 0.63 Hz tras la perturbación. También se puede percibir un mayor ruido en la velocidad de giro del GS1 en los casos POD-P y POD-Q, esto es debido a su cercanía al modelo de parque eólico, por lo que se ve más influenciado por el ruido introducido por la electrónica de potencia de este modelo. Esta apreciación permanece para el resto de las señales de este generador, por el mismo motivo. Respecto al amortiguamiento de las oscilaciones producidas en la velocidad de giro de los GSs tras el cambio de carga, se aprecia como el POD-P es capaz de atenuar dichas oscilaciones en alrededor de 4 s, de forma general, mientras que el POD-Q lo consigue en alrededor de 7 s, produciendo una señal con un menor coeficiente de amortiguamiento con respecto al POD-P. Sin embargo, el amortiguamiento producido por ambas estrategias produce, en todo caso, un escenario más amortiguado respecto

al caso base, en el que siguen observando oscilaciones de potencia pasados 10 s. Como comentario apartado del amortiguamiento de oscilaciones, también se muestra como el reemplazo del GS2 por el modelo de parque eólico con el control propuesto mejora la respuesta en frecuencia del sistema, especialmente en lo que respecta a la frecuencia nadir, debido a una dinámica más rápida en el control P-f en el caso de la generación basada en electrónica de potencia, carente de las dinámicas termo-hidráulicas de las centrales convencionales. En este aspecto, se observa además que la inclusión del POD-P parece producir una mejor respuesta que el POD-Q.

- La evolución de las potencias activa y reactiva de los GSs se muestra en Fig.6.33- Fig.6.35. Analizando estas respuestas se puede deducir lo mismo que para las velocidades de rotación de estos generadores en lo que respecta al amortiguamiento de la respuesta. Esto es también aplicable para las potencias activa y reactiva que fluyen por cada línea de la interconexión, mostradas para una de ellas en Fig.6.36. Cabe destacar que la inclusión del modelo de parque eólico parece empeorar el primer periodo de oscilación en la potencia activa del GS1, probablemente debido a la debilitación de la inercia del sistema, aunque es rápidamente atenuado a niveles inferiores a los del caso base. Con respecto a la potencia reactiva de los GSs, se observa como la introducción del modelo de parque eólico modifica la potencia reactiva entregada en régimen permanente por cada máquina, esto es debido a la superior dinámica que posee el regulador de reactiva implementado en este caso con respecto a la dinámica del regulador de tensión del GS al que sustituye este modelo.
- Fig.6.37 muestra la respuesta en potencia activa y reactiva del modelo de parque eólico. Se observa como el empleo del POD-P tiene un mayor impacto sobre la potencia activa, mientras que el POD-Q afecta en mayor medida a la potencia reactiva; ambos oponiéndose a las oscilaciones medidas en la frecuencia de su punto de conexión. Fig.6.38 muestra la evolución del par electromagnético de la máquina, análoga a la de la potencia activa del parque eólico.
- Fig.6.39 muestra la evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor. En estas gráficas se observa como la componente directa permanece constante durante toda la simulación para el caso del POD-P, mientras que es modificada de acuerdo con la señal del POD-Q para su caso. La componente cuadratura del flujo del rotor

permanece controlada a su referencia durante toda la simulación, para ambos casos, garantizando la orientación del control en todo momento.

6.5.2 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia tras disparo de línea en interconexión

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, producidas tras un disparo en una de las líneas de la interconexión entre las áreas.

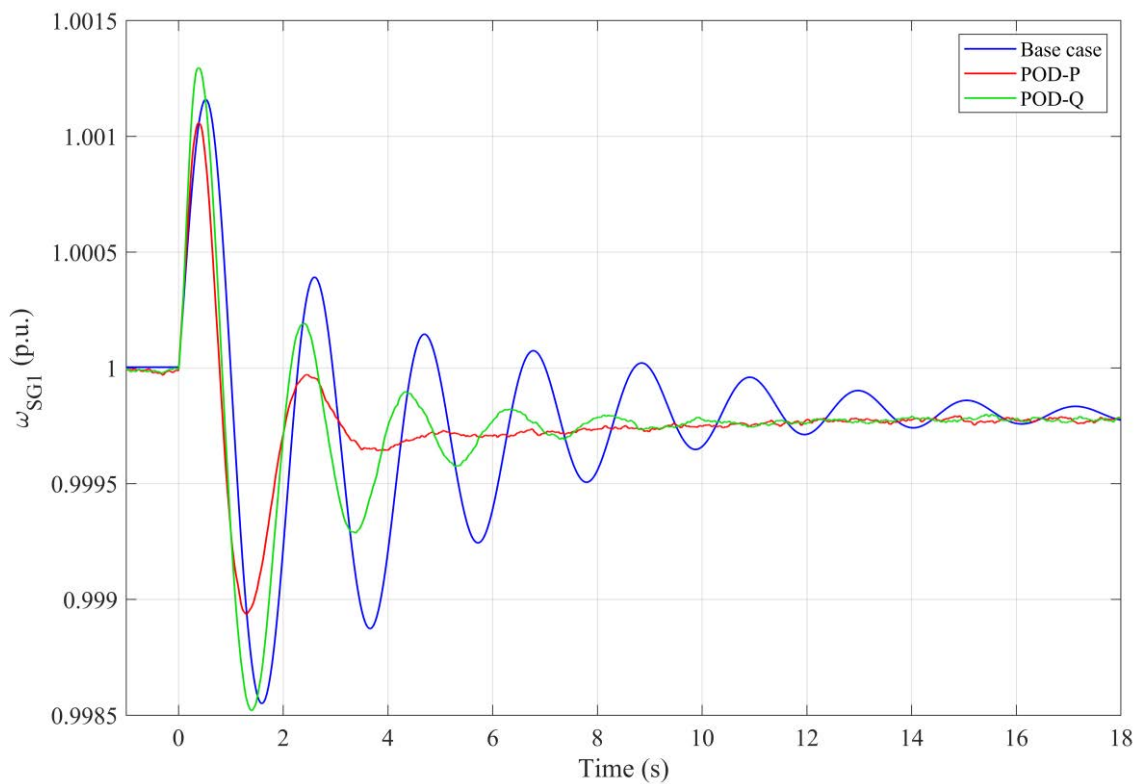


Fig.6.40. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 1 ante un disparo en una línea de la interconexión.

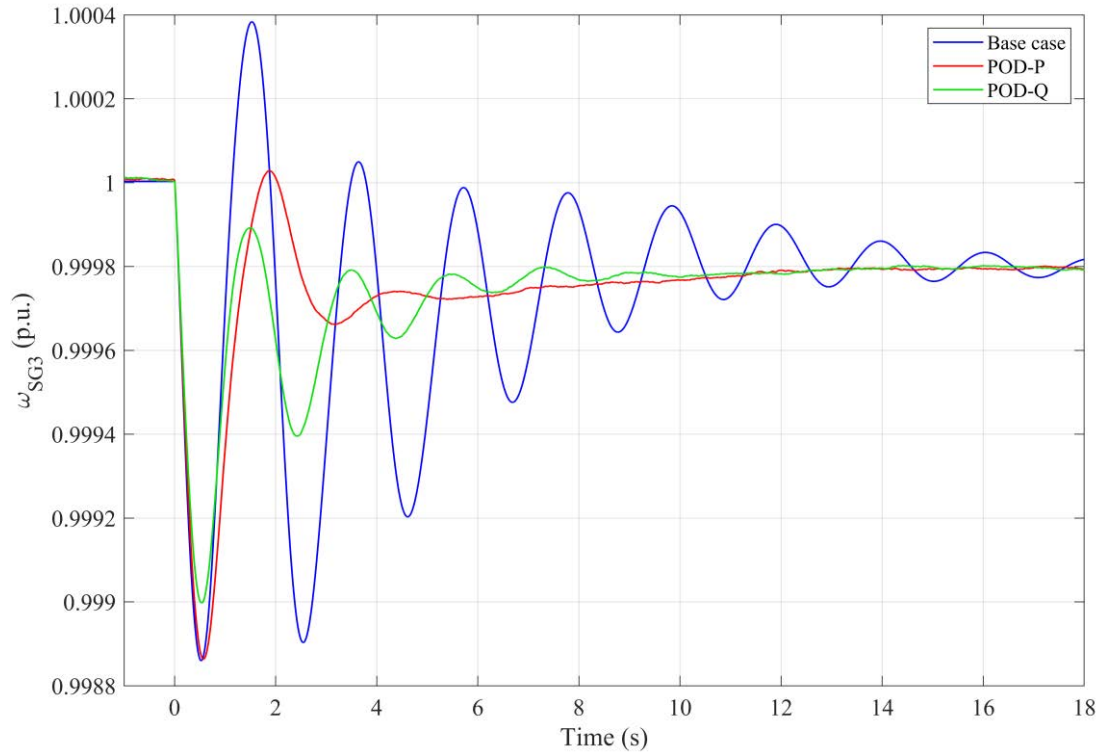


Fig.6.41. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 3 ante un disparo en una línea de la interconexión.

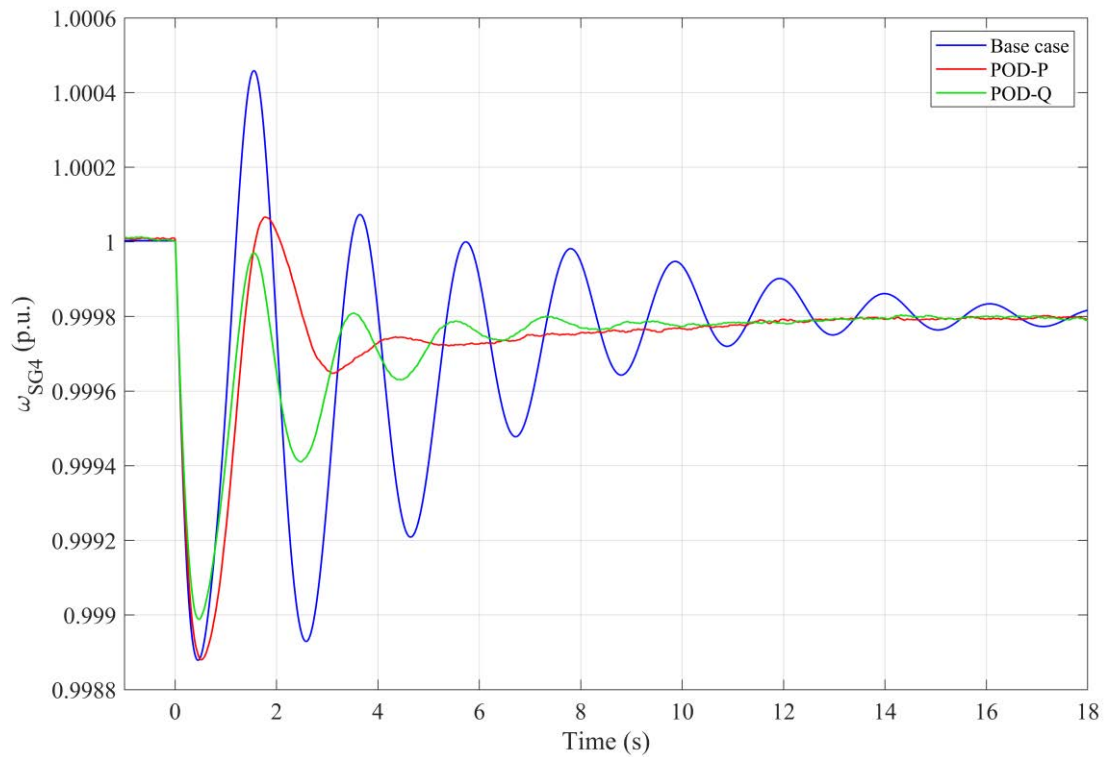


Fig.6.42. Evolución de la velocidad de rotación del generador síncrono 4 ante un disparo en una línea de la interconexión.

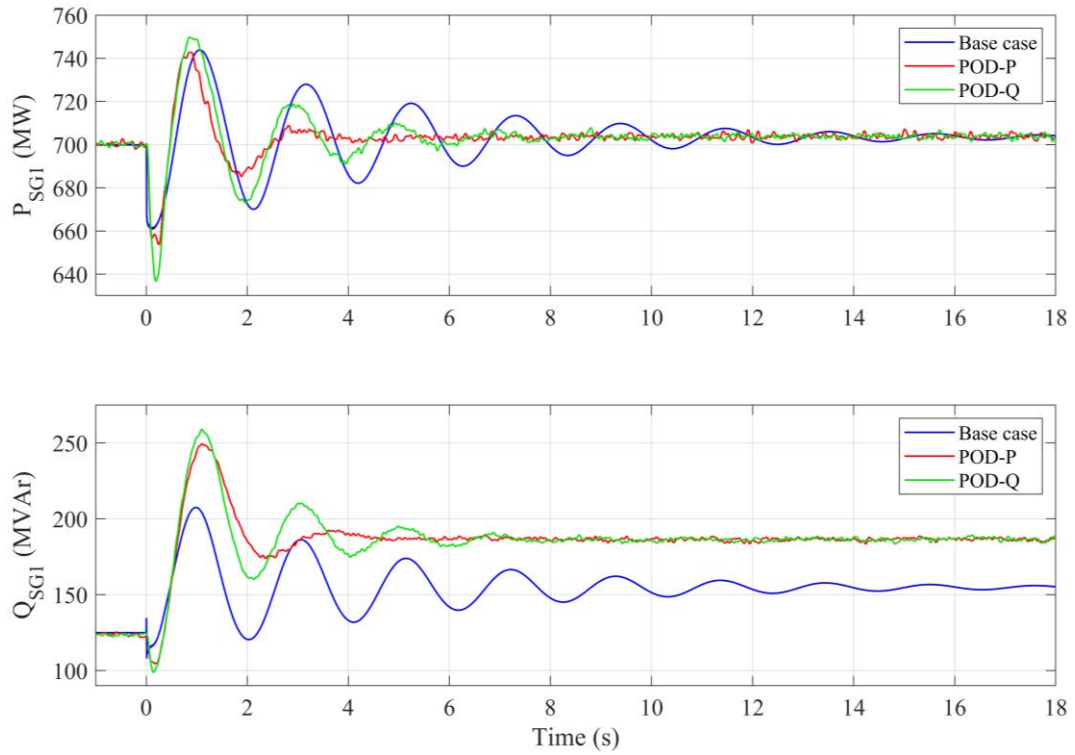


Fig.6.43. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 1 ante un disparo en una línea de la interconexión.

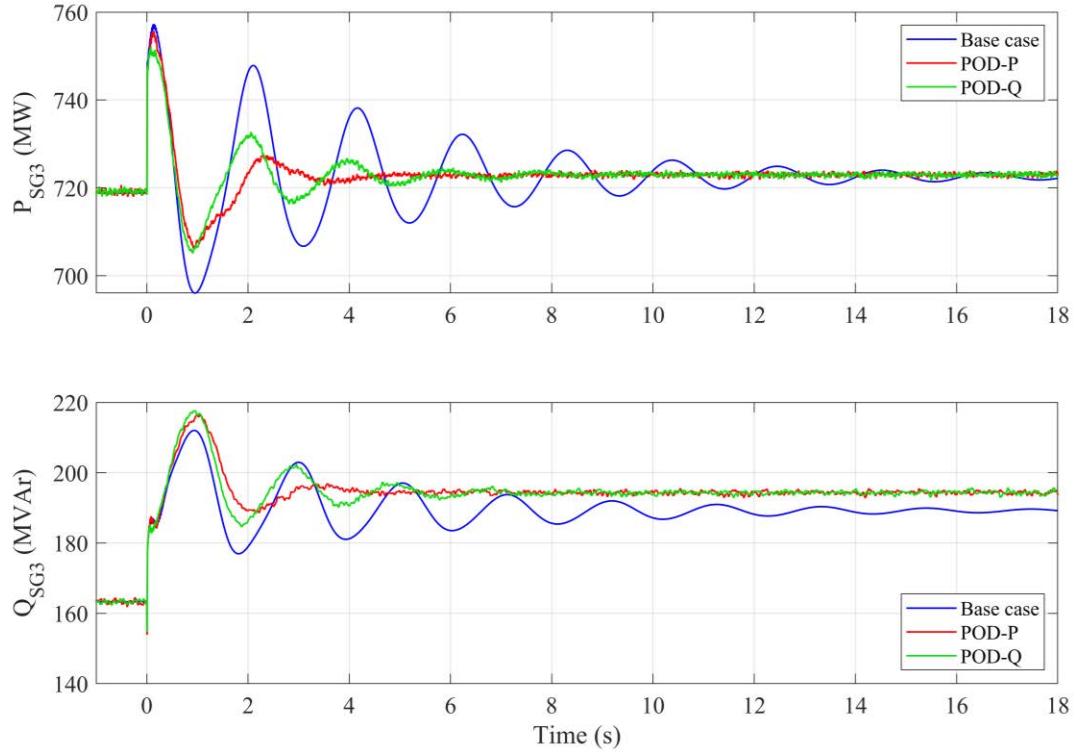


Fig.6.44. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 3 ante un disparo en una línea de la interconexión.

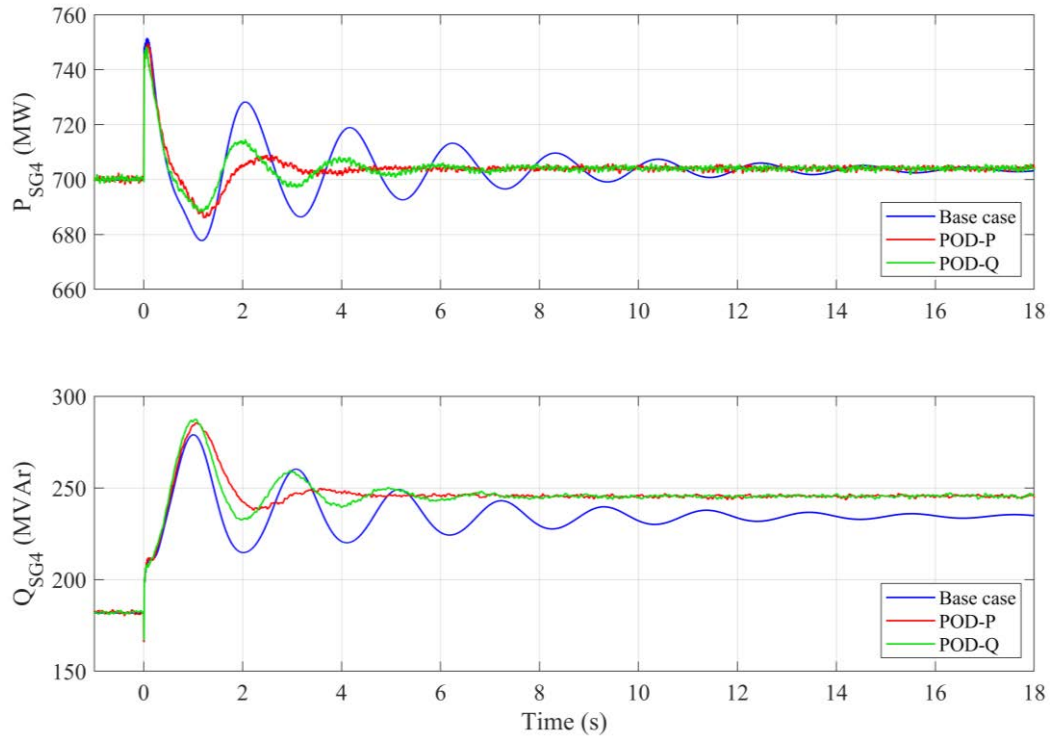


Fig.6.45. Evolución de las potencias activa y reactiva del generador síncrono 4 ante un disparo en una línea de la interconexión.

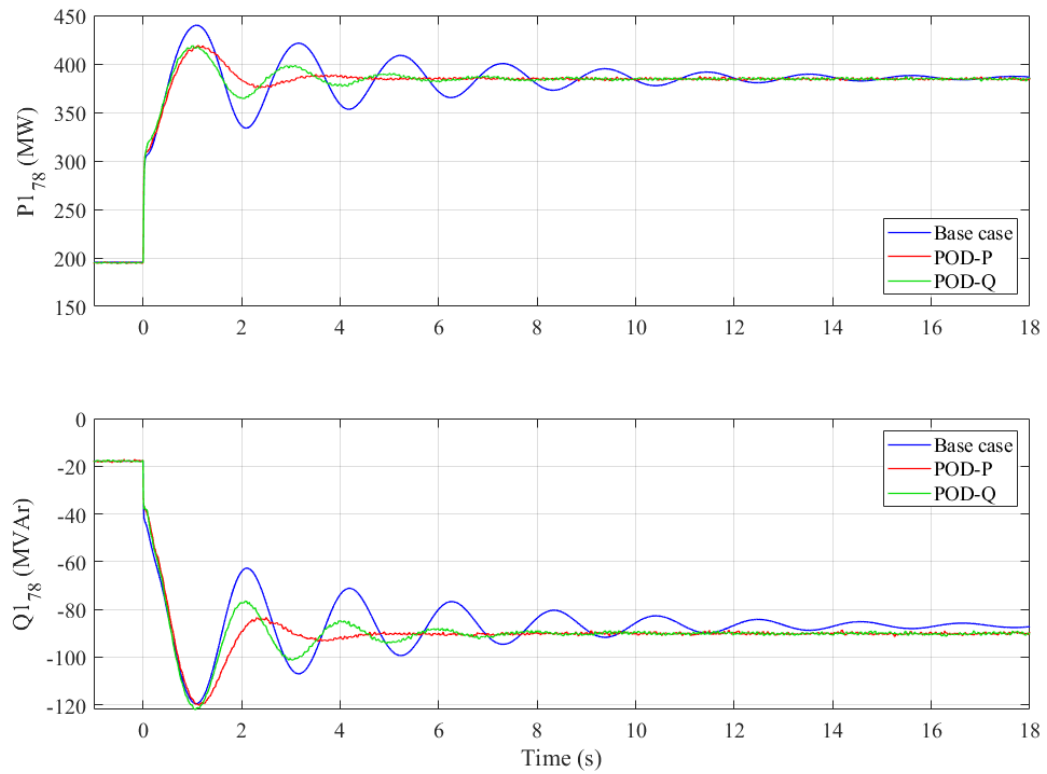


Fig.6.46. Evolución de las potencias activa y reactiva de una línea de la interconexión ante un disparo en la otra línea de la interconexión.

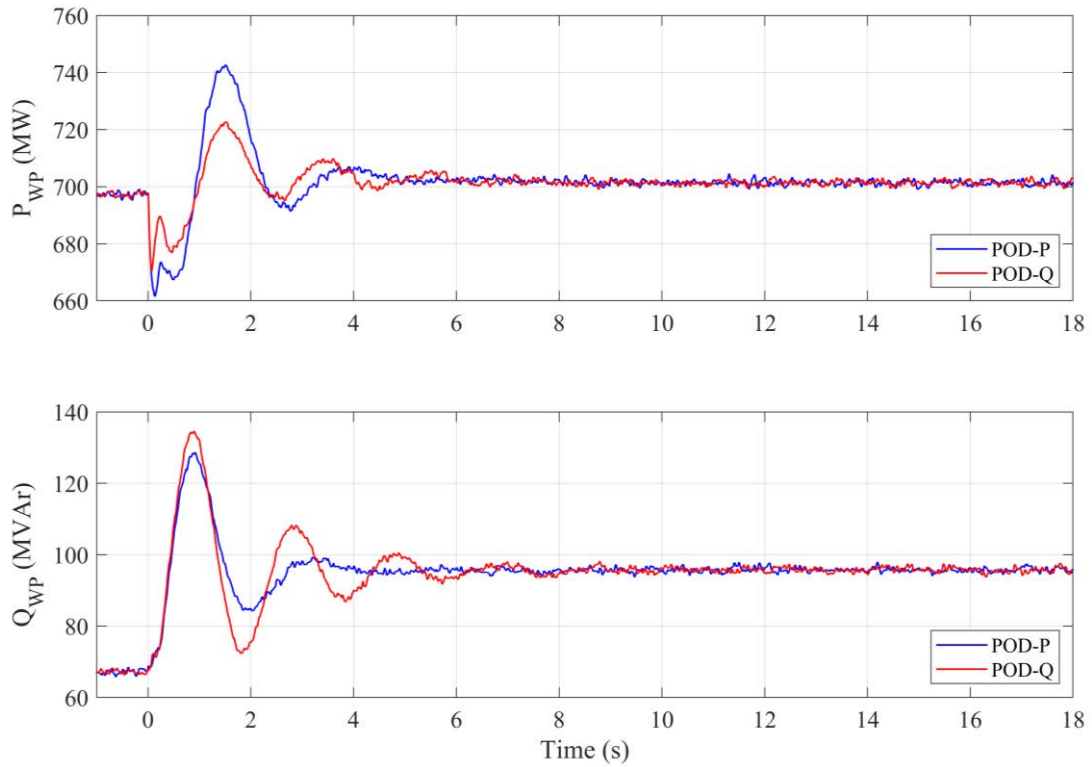


Fig.6.47. Evolución de las potencias activa y reactiva del modelo agregado de parque eólico ante un disparo en una línea de la interconexión.

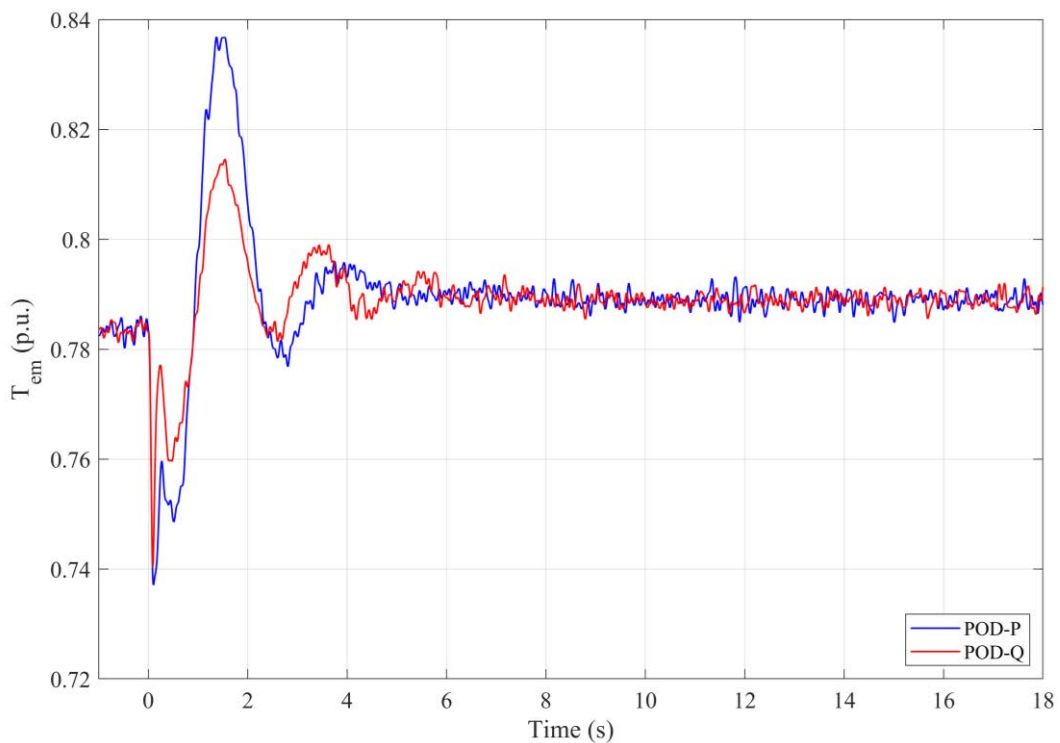


Fig.6.48. Evolución del par electromagnético de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un disparo en una línea de la interconexión.

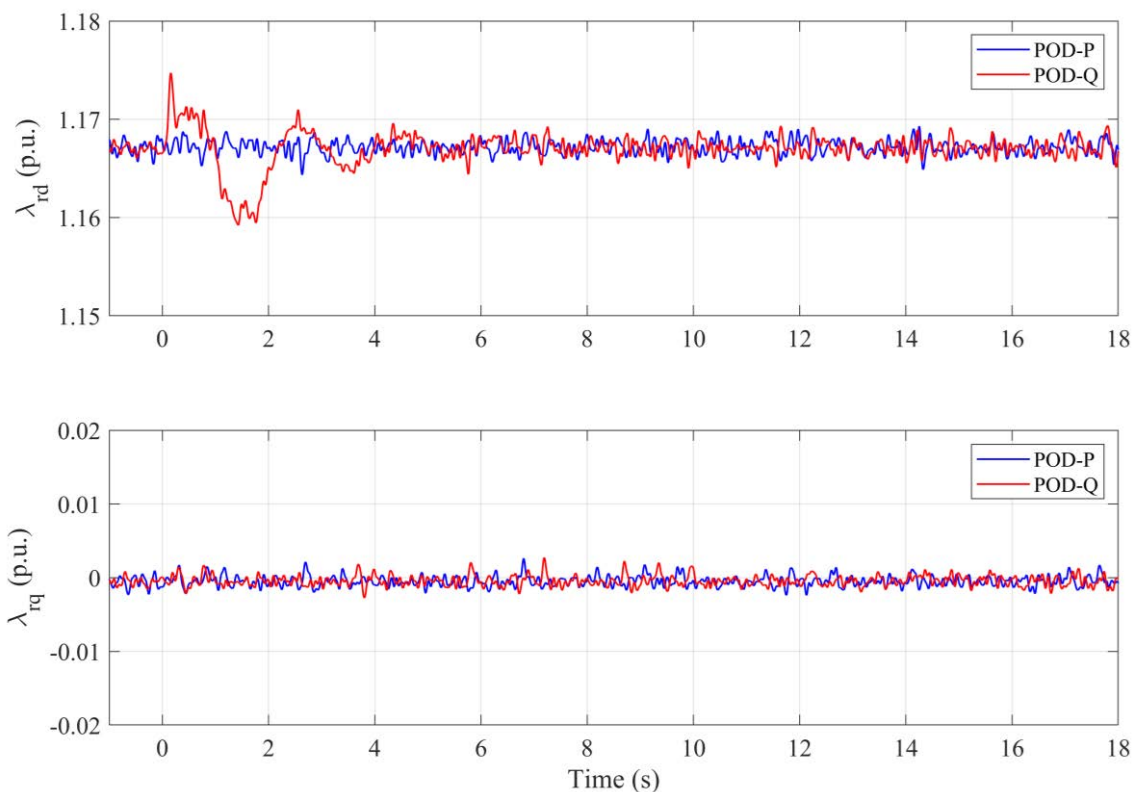


Fig.6.49. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor de un GADA del modelo agregado de parque eólico ante un disparo en una línea de la interconexión.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.40-Fig.6.49, se observan las siguientes distinciones con respecto al caso ante cambio de carga:

- Respecto a las velocidades de giro de los tres generadores síncronos que permanecen en las tres simulaciones, recogidas en Fig.6.40-Fig.6.42, se aprecian unas oscilaciones con una amplitud inicial diez veces superior a aquellas del caso ante cambio de carga, así como un periodo de 0.5 Hz. Ante dichas perturbaciones, el POD-P consigue un amortiguamiento prácticamente completa en alrededor de 6 s; mientras que el POD-Q continúa requiriendo un tiempo superior, alrededor de 12 s en este caso; de forma general para ambos casos. Pese a este retraso, ambas estrategias de amortiguamiento siguen teniendo un desempeño muy superior al del caso base con el PSS, en el que aún se observan oscilaciones de frecuencia pasados los 18 s de simulación.
- En cuanto al amortiguamiento de las potencias activa y reactiva de los GSs, cuyas evoluciones se muestran en Fig.6.43-Fig.6.45, así como las de la línea sana de la interconexión, mostradas en Fig.6.46; se puede observar que la afección sobre estas variables es inferior que respecto a las velocidades de giro de los GSs. No obstante, la comparativa del desempeño de las estrategias POD-P y POD-Q con respecto al caso

base arrojan un análisis similar, siendo también el POD-P a la hora de amortiguar las oscilaciones de potencia, aunque con una diferencia menor con respecto al POD-Q.

- Análogamente al caso anterior, el POD-P tiene un mayor impacto sobre la potencia activa del modelo de parque eólico, mientras que el POD-Q tiene un mayor impacto sobre la potencia reactiva; ambos oponiéndose a las oscilaciones medidas en la frecuencia de su punto de conexión. Ambas respuestas se muestran en Fig.6.47. El par electromagnético de cada GADA sigue poseyendo una evolución similar a la potencia activa del modelo, ver Fig.6.48.
- Sobre la evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor, mostradas en Fig.6.49, se puede realizar un análisis idéntico al del caso del cambio de carga.

6.6. Operación en redes débiles. Transición a sistema aislado

En este apartado se muestra la capacidad del GADA para operar en sistemas aislados cuando se implementa el control propuesto en esta tesis, sin necesidad de realizar ninguna transición en el sistema de control ni, por tanto, de sistemas de detección de isla, siempre que se encuentre operando en modo PV. Para llevar a cabo este ensayo, se emplea la red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular, presentada en este mismo capítulo. La perturbación sucede en el instante 0 s en las gráficas. El ensayo se lleva a cabo abriendo la línea que une el punto de conexión del GADA con el punto de conexión del generador síncrono, ver Fig.6.3. De esta forma, el GADA queda operando en una isla formada por él, como único generador, y de una carga local a la que pasa a alimentar. La carga local consume 0.5 MW. El GADA se encuentra girando con un deslizamiento de -0.29 antes de la perturbación y recibiendo una potencia mecánica de 0.65 p.u. de la turbina, de acuerdo con su diagrama $T-\omega$. A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de transición a sistema aislado.

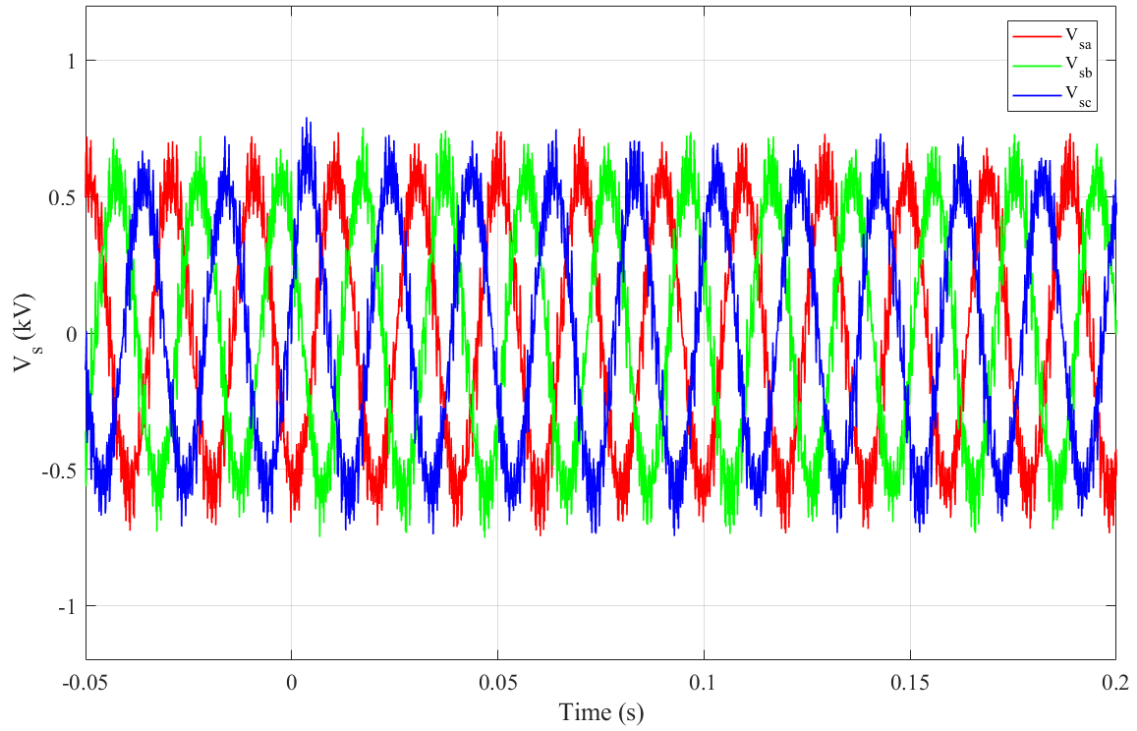


Fig.6.50. Evolución de las tensiones de fase del estátor del GADA en una transición a sistema aislado.

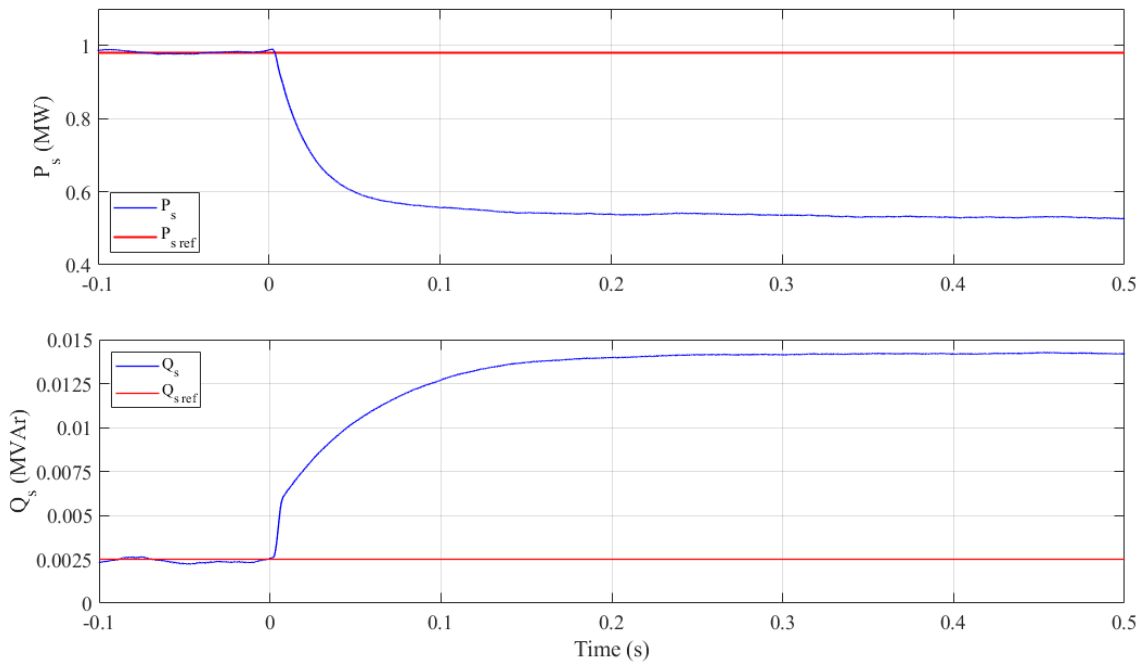


Fig.6.51. Evolución de las potencias activa y reactiva del GADA en una transición a sistema aislado.

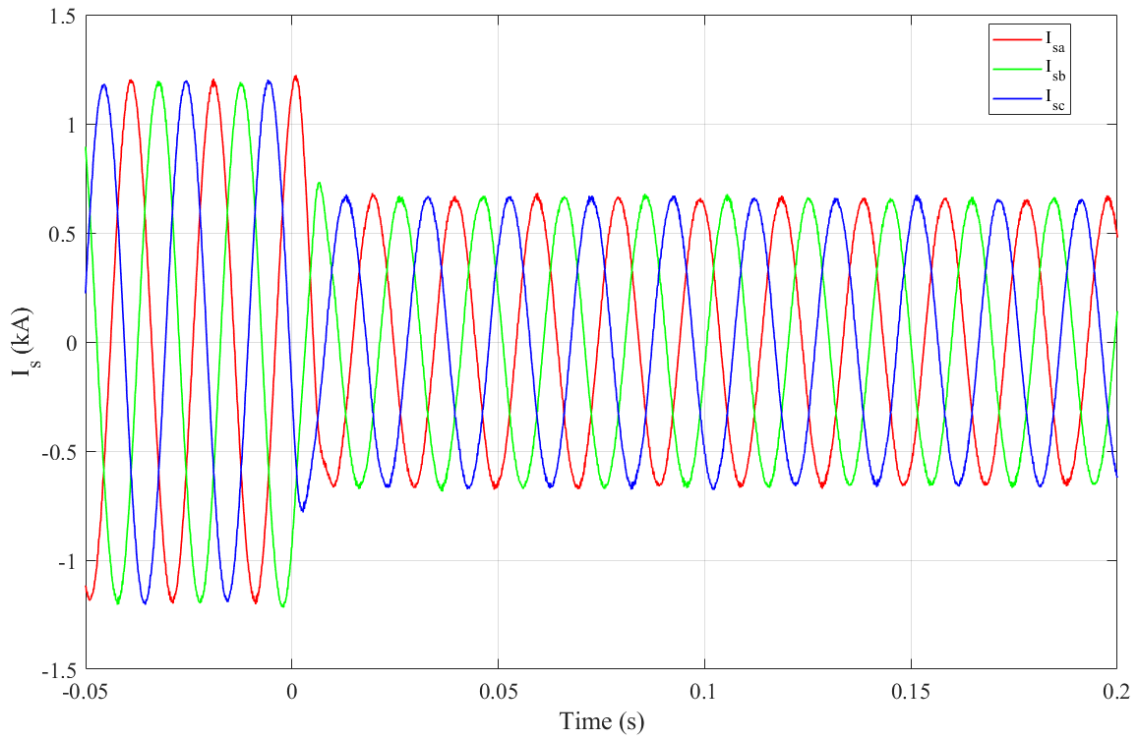


Fig.6.52. Evolución de las corrientes de cada fase del estátor del GADA en una transición a sistema aislado.

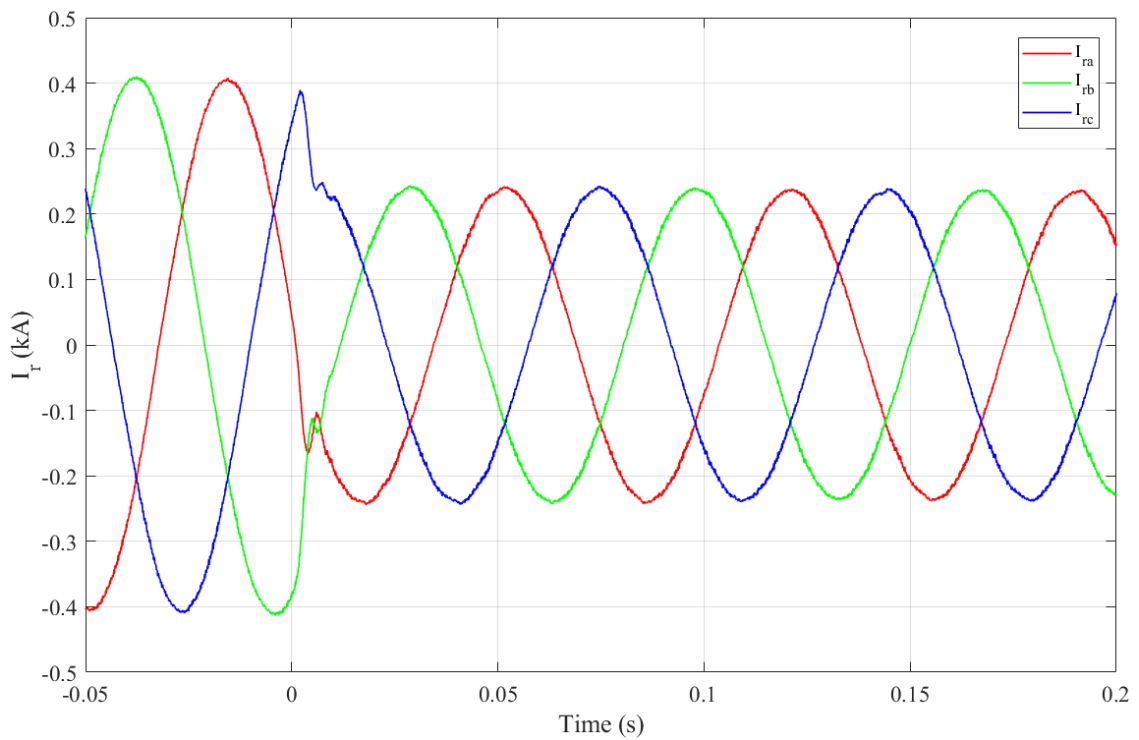


Fig.6.53. Evolución de las corrientes cada fase del rotor del GADA en una transición a sistema aislado.

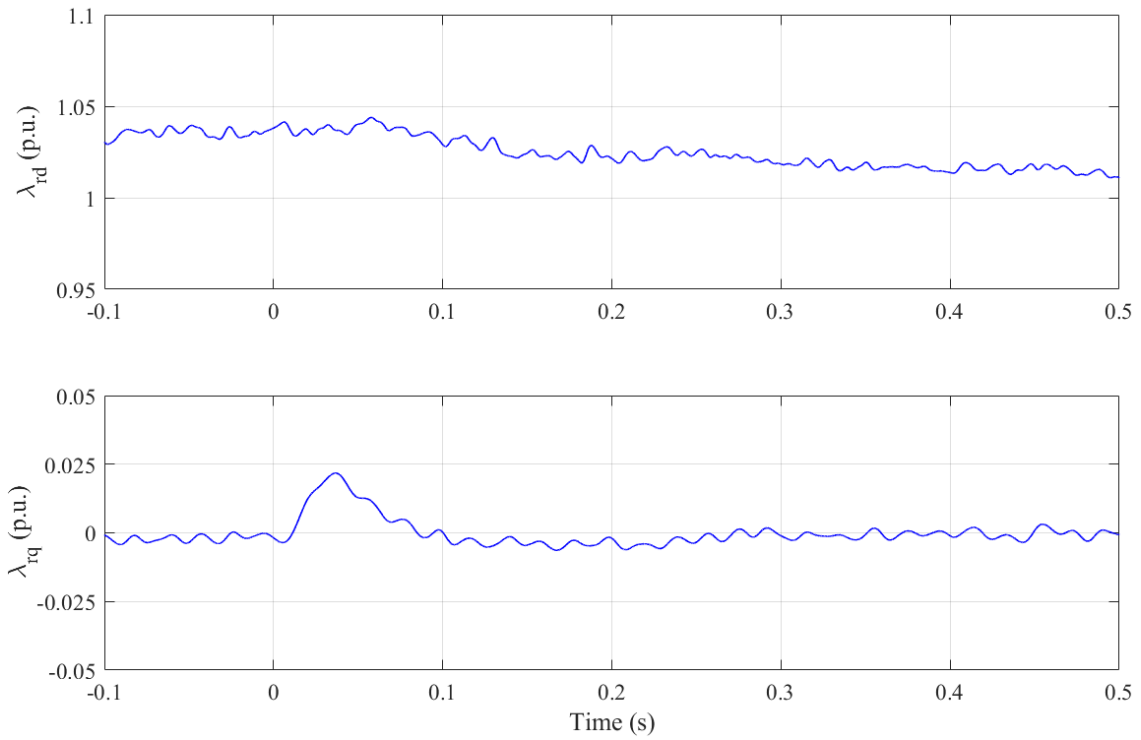


Fig.6.54. Evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor del GADA en una transición a sistema aislado.

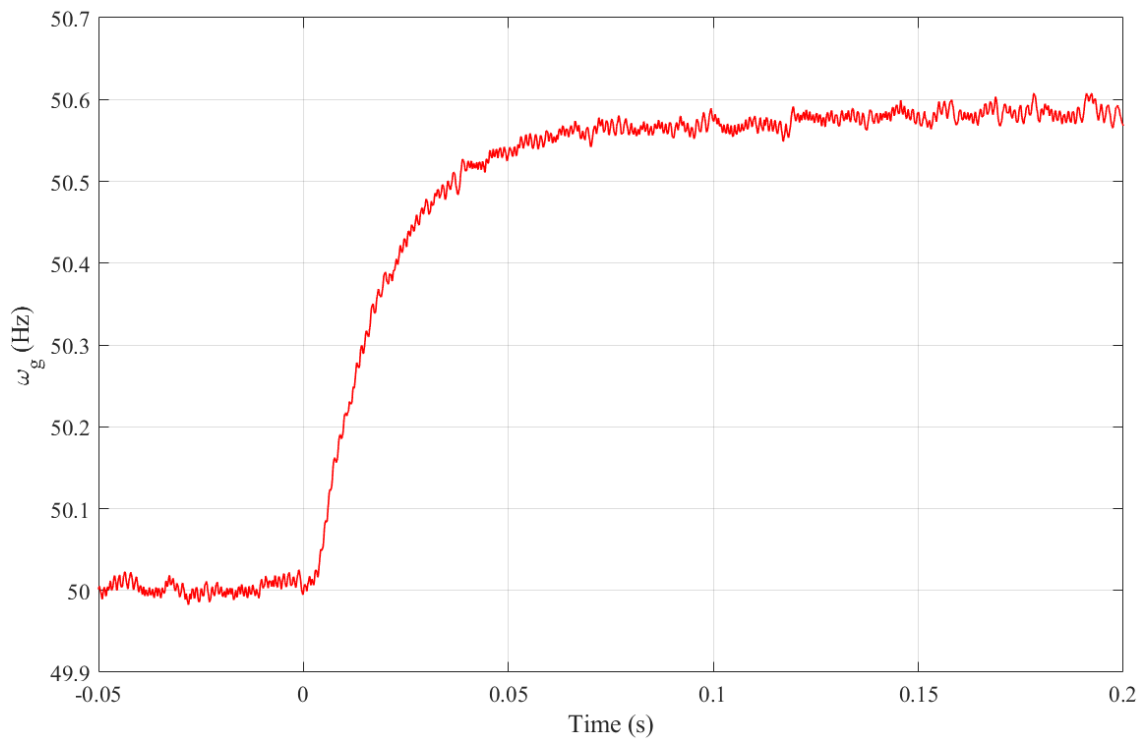


Fig.6.55. Evolución de la frecuencia interna del lazo de sincronización del GADA en una transición a sistema aislado.

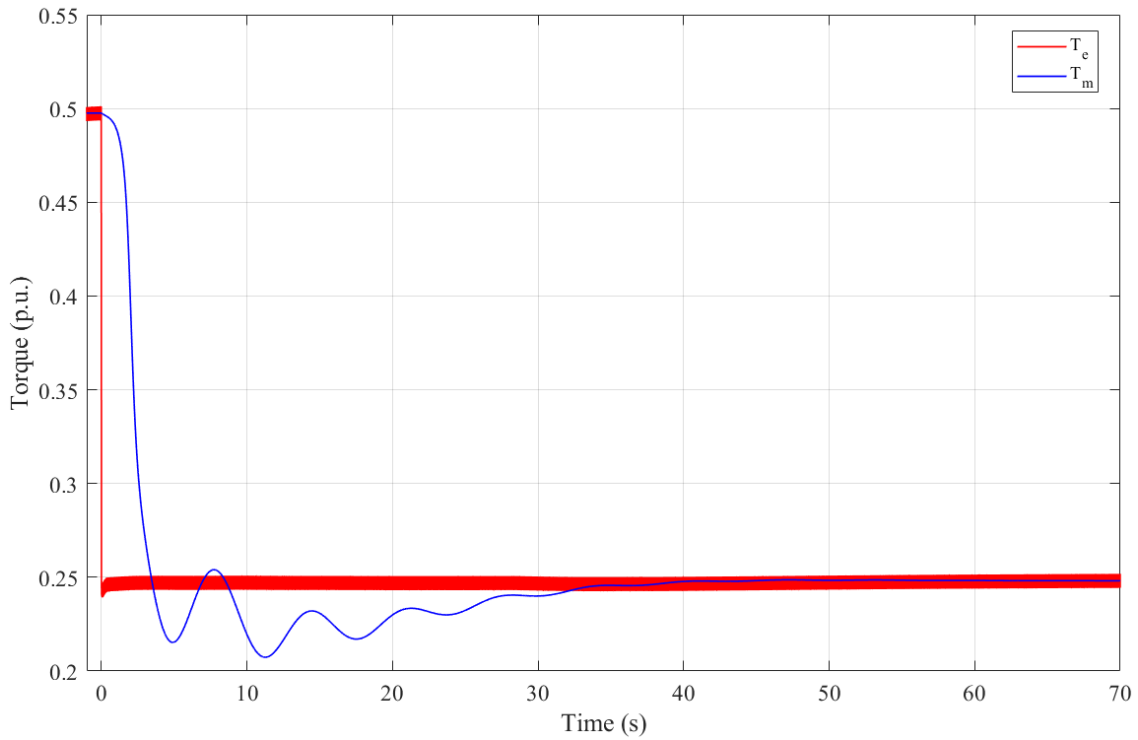


Fig.6.56. Par electromagnético del GADA y par mecánico de la turbina eólica en una transición a sistema aislado.

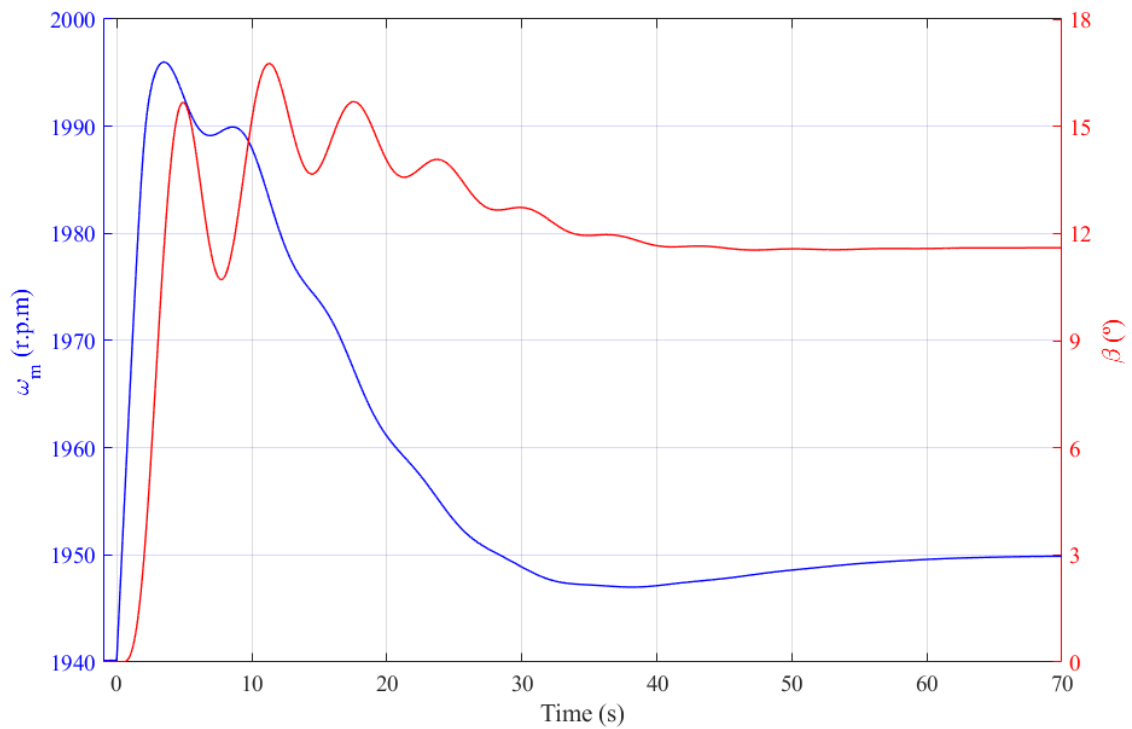


Fig.6.57. Velocidad mecánica de giro y ángulo de pitch de la turbina eólica en una transición a sistema aislado.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.50-Fig.6.56, se extraen las siguientes observaciones y comentarios:

- En Fig.6.50 se muestra la evolución de las tensiones de fase del estátor del GADA. Donde se observa una transición suave y sin un transitorio apreciable ni en módulo ni en fase.
- Fig.6.51 muestra las respuestas en potencia activa y reactiva del estátor del GADA tras la transición a aislado. En cuanto a la potencia activa, se aprecia como el GADA modifica la potencia activa que inyecta al sistema para adecuarla a la potencia consumida por los elementos de la isla eléctrica formada, esto es, la potencia activa consumida por la carga local y las pérdidas en el transformador de conexión. Esta transición es producida de forma natural por el GADA cuando implementa el control propuesto, donde la potencia activa deja de ser un grado de libertad del control cuando el GADA es el único generador del sistema, siendo ahora la frecuencia el nuevo grado de libertad. Con respecto a la potencia reactiva, se ve modificada tras la transición para garantizar un módulo de tensión de 1 p.u. en los terminales de la máquina, teniendo que alimentar los consumos inductivos de la nueva isla, que en este caso es igual a la potencia reactiva consumida por el transformador de conexión, alrededor de un 0.625 % de la potencia nominal del GADA, aproximadamente 0.0125 MVA_r, dado que la impedancia serie del transformador es 0.1 p.u., despreciándose su rama paralelo, y el GADA se encuentra entregando una corriente de alrededor del 25 % de su corriente nominal al sistema, como se aprecia en Fig.6.52.
- Respecto a las corrientes de estátor y rotor, en Fig.6.52 y Fig.6.53, respectivamente, se observa como esta primera disminuye para alimentar las cargas del sistema, mientras que la corriente del rotor hace lo propio al ser aproximadamente proporcional a la corriente del estátor. También se conserva la frecuencia de las corrientes del rotor, al permanecer la máquina con un deslizamiento similar tras la transición, como se observa atendiendo a la velocidad de rotación de la turbina en Fig.6.57, regulada por medio del controlador de *pitch* tras la transición.
- Fig.6.54 muestra la evolución de las componentes síncronas del flujo del rotor. Atendiendo a la componente directa, se observa una evolución gobernada por el regulador externo de tensión para garantizar una tensión de 1 p.u. en terminales del GADA. Respecto a la componente en cuadratura, se aprecia un leve transitorio tras la transición, pero rápidamente se recupera la orientación. Además, al no permanecer conectado a una red con más generadores, un error de sincronización ya no produciría

un incremento de la potencia reactiva exportada, sino que se manifestaría en forma de un error en la frecuencia generada.

- Fig.6.55 muestra la evolución de la frecuencia interna del lazo de sincronización del GADA, que ahora marca la frecuencia del sistema en régimen permanente. En este caso, debido al desvío de la potencia exportada con respecto a la potencia de referencia, que continúa siendo aquella previa a la perturbación, ocasiona un error de frecuencia proporcional a la constante proporcional del lazo de sincronización, en este caso de 0.6 Hz, aproximadamente.
- Fig.6.56 muestra la evolución de los pares de la turbina eólica, electromagnético y mecánico. Aquí se observa que, ante la transición a sistema aislado, se produce un desvío del par electromagnético, que iguala a la nueva carga, con el consecuente desvío en la velocidad de giro de la máquina, mostrada en Fig.6.57 junto con el ángulo de *pitch*, cuyo control es la causa de que la máquina regule su velocidad de giro reduciendo el par mecánico de la turbina, aun estando limitado a ± 10 %/s. de Una respuesta diferente se observaría si la carga local fuera superior a la máxima potencia que pudiera extraerse del viento, debiendo recurrir al control del GSC para extraer potencia activa de la batería conectada al bus CC.

6.7. Arranque en negro

En este apartado se muestra la capacidad del GADA para realizar un arranque en negro cuando se implementa el control propuesto en esta tesis, esto es: energizar el sistema, alimentar una carga dinámica representando los servicios auxiliares de una central cercana y sincronizarse con el resto de la red para su posterior reconexión. Esta capacidad puede entregarse sin necesidad de adicionar nuevos lazos de control, simplemente actuando sobre las referencias del control cuando se opera en modo PV con el control propuesto. Para llevar a cabo este ensayo, se emplea el sistema simplificado para estudios de arranque en negro, presentada en este mismo capítulo y diseñado específicamente para este fin. La carga dinámica consiste en un motor de inducción convencional de 1 MW, conectado a la barra desde el comienzo de la simulación. El ensayo se llevará a cabo de dos formas diferentes para demostrar el potencial del control: alimentación directa, en la que, con la carga dinámica inicialmente desconectada, se lleva la tensión de la barra de 20 kV (ver Fig.6.5), de 0 a 1 p.u. en dos segundos, comenzando en $t=0$ s, para conectar la carga dinámica en $t=2.5$ s; y alimentación en rampa, en la que la carga dinámica

permanece conectada desde el comienzo de la simulación y la rampa de tensión dura tres segundos. El motor se arranca sin carga y una carga de 0.5 p.u. se aplica sobre este en $t=4$ s. En $t=5$ s, se activan las regulaciones secundarias descritas en el capítulo 4 sobre la tensión y frecuencia de la barra. En $t=7$ s, se reconecta con la red, este proceso es llevado a cabo por un relé de resincronización que comprueba que el error de módulo de tensión y fase a ambos lados del relé estén dentro de sus tolerancias antes de cerrar. En este ensayo se emplean dos GADAs para comprobar su capacidad de operar en paralelo en sistema aislados compartiendo la carga del sistema. Para ello, las ganancias de sus controles de P y Q serán distintas, siendo: $K_{APS}^1 = 0.05$ p.u., $K_{APS}^2 = 0.075$ p.u., $K_{pv}^1 = 0.4$ p.u. y $K_{pv}^2 = 0.2$ p.u. Para este ensayo se suprime la parte integral de los reguladores de los lazos externos de tensión, quedando un regulador proporcional con las ganancias indicadas para cada máquina. Además, la regulación secundaria empleada para la resincronización permite llevar la tensión al valor deseado para la sincronización. Los dos GADAs se encuentran inicialmente girando con un deslizamiento de 1.28 y recibiendo una potencia mecánica de la turbina de 0.2 p.u.

6.7.1 Arranque en negro. Alimentación directa.

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de arranque en negro, en este caso aumentando gradualmente el nivel de tensión en la barra para, una vez establecido, conectar de forma repentina el motor de inducción, realizando un arranque directo.

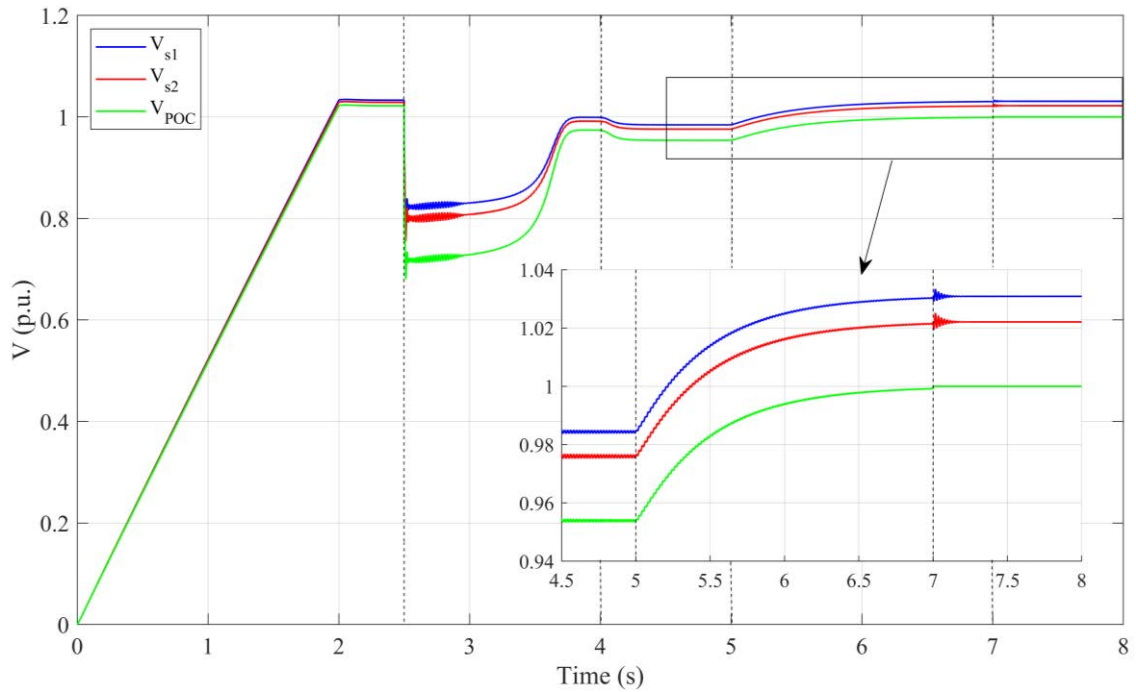


Fig.6.58. Evolución de los módulos de la tensión del estátor de cada GADA y del punto de conexión durante un arranque en negro con arranque directo.

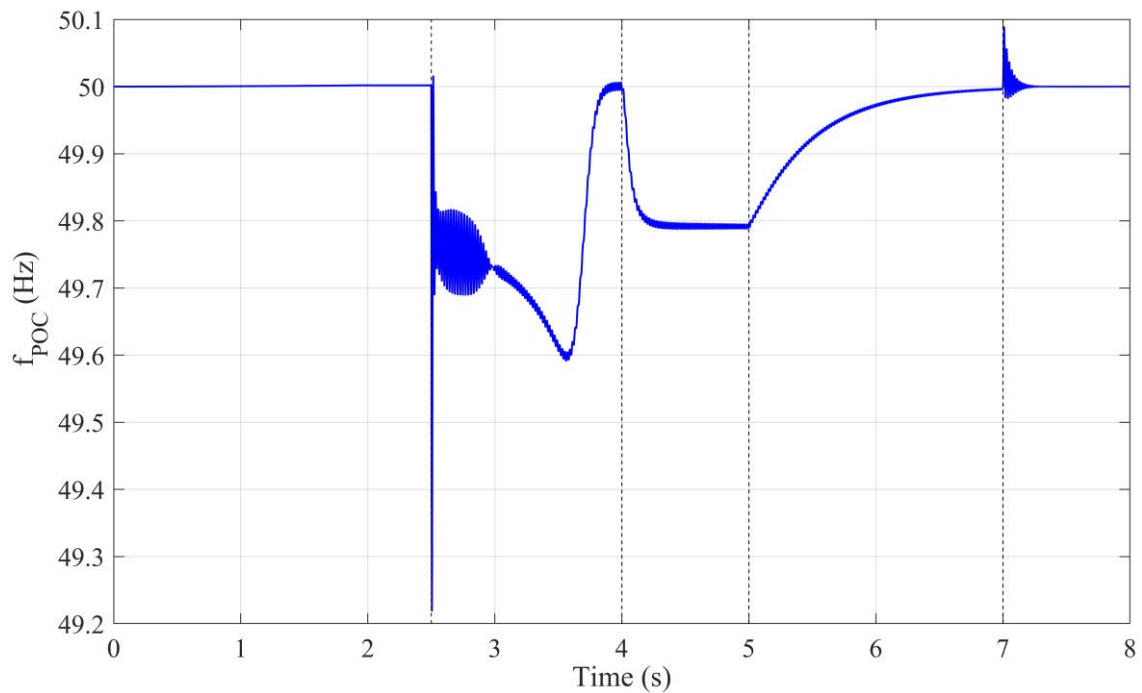


Fig.6.59. Evolución de la frecuencia en el punto de conexión durante un arranque en negro con arranque directo.

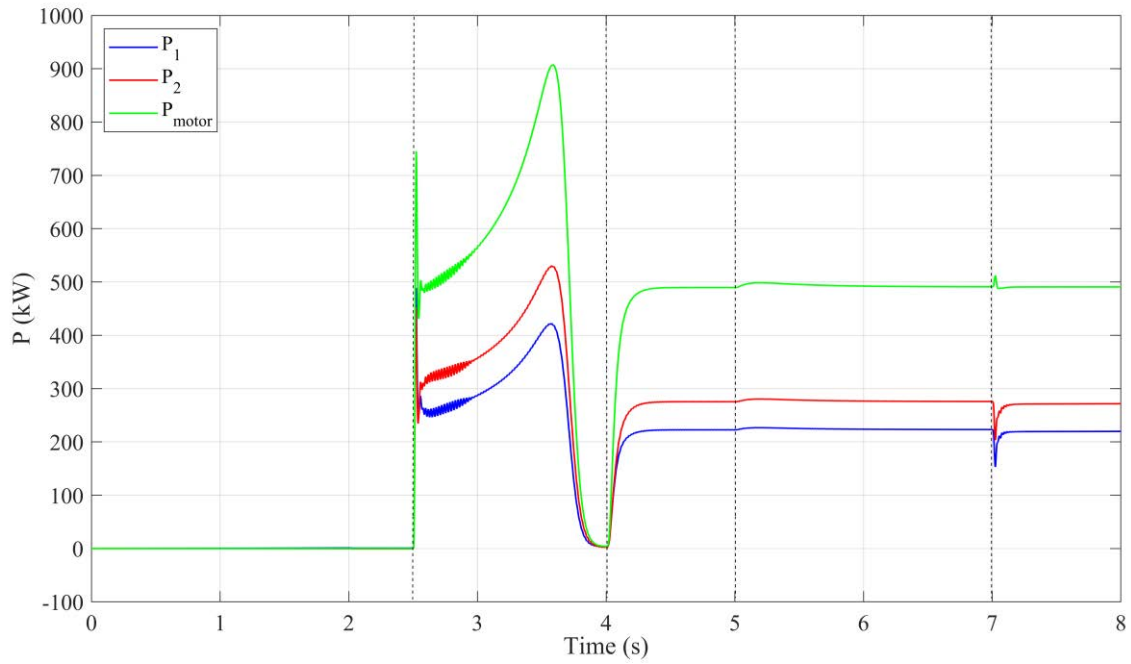


Fig.6.60. Evolución de la potencia activa de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque directo.

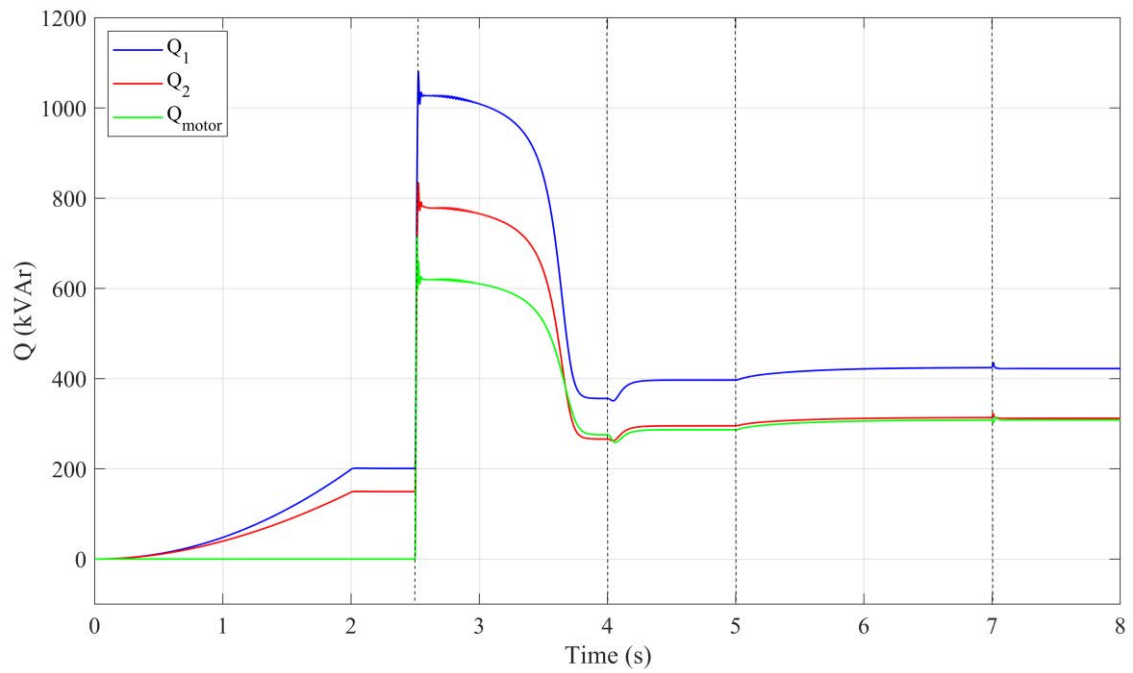


Fig.6.61. Evolución de la potencia reactiva de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque directo.

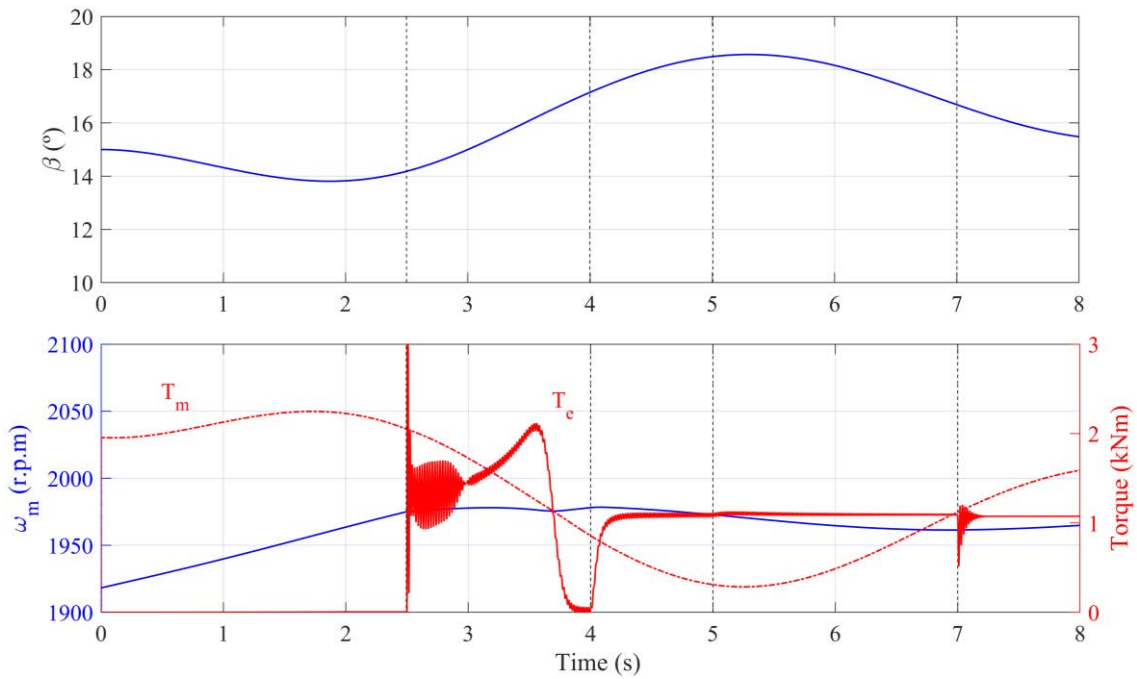


Fig.6.62. Evolución de las variables mecánicas de la turbina eólica 1 durante un arranque en negro con arranque directo.

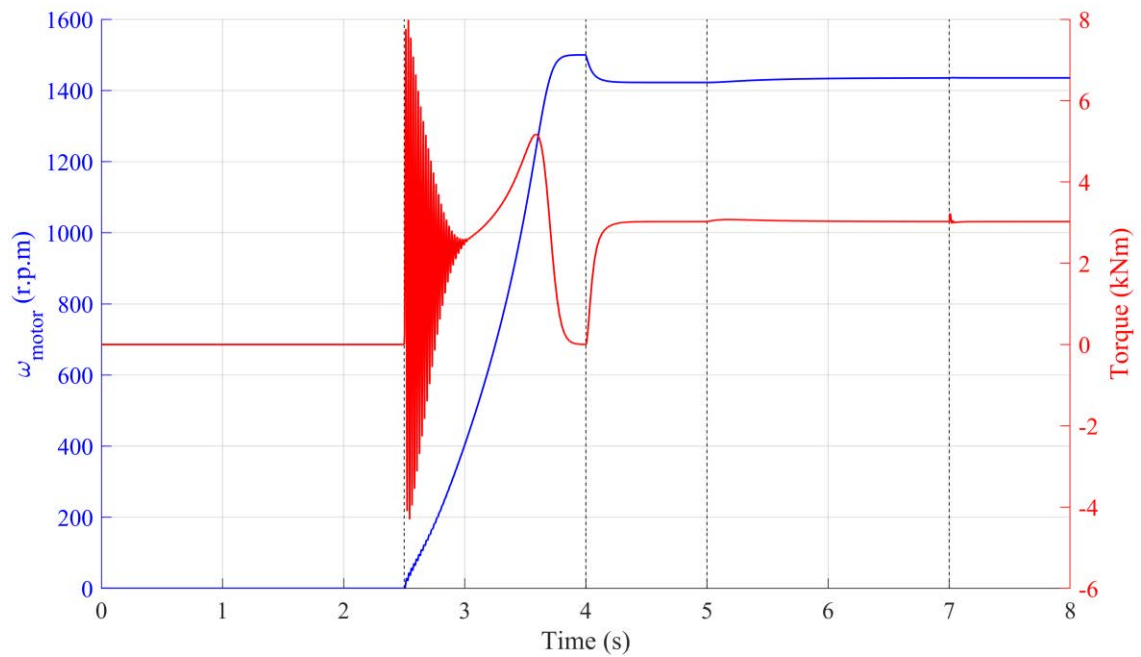


Fig.6.63. Evolución de las variables mecánicas del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque directo.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.58-Fig.6.63, se extraen las siguientes observaciones y comentarios:

- En Fig.6.58 se muestra la evolución de los módulos de tensión en tres nudos del sistema: los estatores de los GADAs y la barra de 20 kV. Aquí observa que, al no

haber cargas conectadas a la barra inicialmente, la tensión se construye de forma fiel a la referencia en rampa que se introduce en los reguladores de tensión de los GADAs. También se muestra que en el estátor del GADA 1 la tensión se estabiliza a un nivel superior respecto del GADA 2, debido a su mayor constante proporcional del regulador de tensión, lo cual provoca que inyecte también más potencia reactiva a la barra, ver Fig.6.61. Antes de conectar el motor, la suma de las potencias reactivas inyectadas por los GADAs es prácticamente igual a la potencia reactiva consumida por los transformadores de conexión de cada generador, incluyendo su impedancia de magnetización. Tras la conexión del motor en 2.5 s, se producen fuertes caídas de tensión en los nudos del sistema como consecuencia de las fuertes corrientes de arranque demandadas por el motor, llegando a caer la tensión del POC hasta niveles inferiores a 0.7 p.u. El transitorio causado por el arranque del motor dura alrededor de 1.3 segundos, tras este, las tensiones del sistema se recuperan hasta valores cercanos a los nominales, por encima de 0.95 p.u. en el POC. Una vez arrancado el motor, se activa la regulación secundaria y la tensión en el POC es llevada a 1 p.u. en alrededor de 2 s, para reconectar con la red tras este tiempo, con un leve transitorio en los niveles de tensión de los GADAs.

- Fig.6.59 muestra la evolución de la frecuencia medida en el POC a través de un PLL. Esta variable es inicialmente controlada de forma combinada por los lazos de sincronización de cada GADA del sistema aislado, de forma proporcional a sus desvíos de par electromagnético. Así, su evolución puede justificarse fijándose en la del par electromagnético de una de las máquinas, mostrado en Fig.6.62, hasta $t=5$ s. En ese instante, se activa la regulación secundaria, que modificará la frecuencia de forma directa en cada lazo de sincronización para llevarla al valor nominal del sistema, corrigiendo el desvío de frecuencia por error de par electromagnético con respecto a su referencia.
- En relación con las evoluciones de las potencias activa y reactiva de los estatores de cada máquina, incluyendo las del motor de inducción, mostradas en Fig.6.60 y Fig.6.61; se observa que, hasta la conexión del motor de inducción, los GADAs se encuentran generando únicamente potencia reactiva, prácticamente, dado que la única carga del sistema son los transformadores de conexión de los GADAs y la línea. Además, el incremento de tensión en forma de rampa ayuda a evitar las corrientes de *inrush* de los transformadores. Tras la conexión del motor, la potencia activa

demandada por el mismo dibuja la curva $T-\omega$ del motor a medida que este se acelera hasta su velocidad de sincronismo, prácticamente, ver Fig.6.63. Tras esto, se aplica una carga mecánica al motor, que comienza a demandar una potencia activa similar a su carga, aquí se observa cómo la suma de las potencias activas entregadas por los GADAs iguala la potencia demandada por el motor. Durante toda la simulación, se observa como el GADA 2 genera más potencia activa que el GADA 1, una diferencia directamente relacionada con las constantes de sincronización de cada máquina. Por otro lado, en la potencia reactiva existe una diferencia entre ambas sumas, debido a los consumos inductivos del sistema, tanto en transformadores como en la línea, esta diferencia es apreciable durante toda la simulación. Tras la reconexión, cabe destacar que los GADAs permanecen entregando los mismos niveles de potencia activa y reactiva que entregaban antes de la reconexión, aunque un leve transitorio aparece.

- En Fig.6.62 se muestran las variables mecánicas de la turbina eólica 1 durante este proceso. La variable más afectada durante el arranque en negro es el par electromagnético, dada su dependencia con la potencia activa entregada por el generador, que debe seguir la carga del sistema. Los rápidos cambios en esta variable afectan, a su vez, a la velocidad de giro de la turbina. No obstante, debido a la inercia física existente en la masa giratoria de la misma y a la actuación del control de *pitch*, todo esto se traduce en un desvío máximo de un 2.6 % respecto a la velocidad inicial, o un desvío del deslizamiento de 0.03.

6.7.2 Arranque en negro. Alimentación en rampa.

A continuación, se muestran los resultados de simulación correspondientes al ensayo de arranque en negro, en este caso el motor de inducción está conectado a la barra desde el comienzo de la simulación y la tensión aumenta gradualmente, siguiendo una consigna en forma de rampa de tres segundos desde el comienzo de la simulación. El objetivo de este procedimiento de arranque es reducir las corrientes de *inrush* del motor de inducción

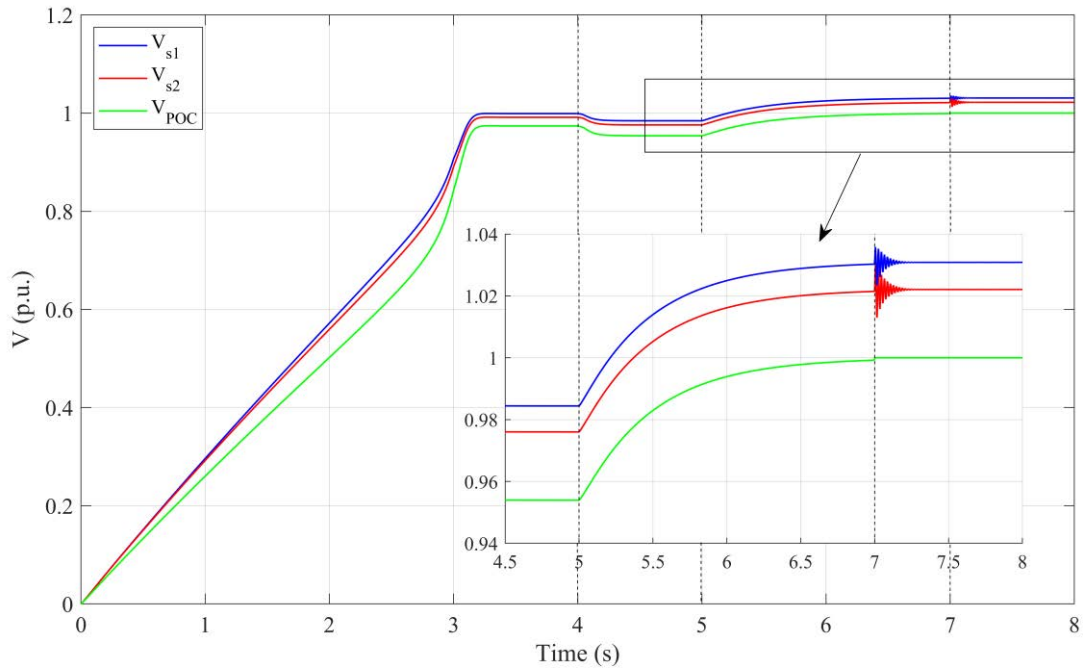


Fig.6.64. Evolución los módulos de la tensión del estátor de cada GADA y del punto de conexión durante un arranque en negro con arranque en rampa

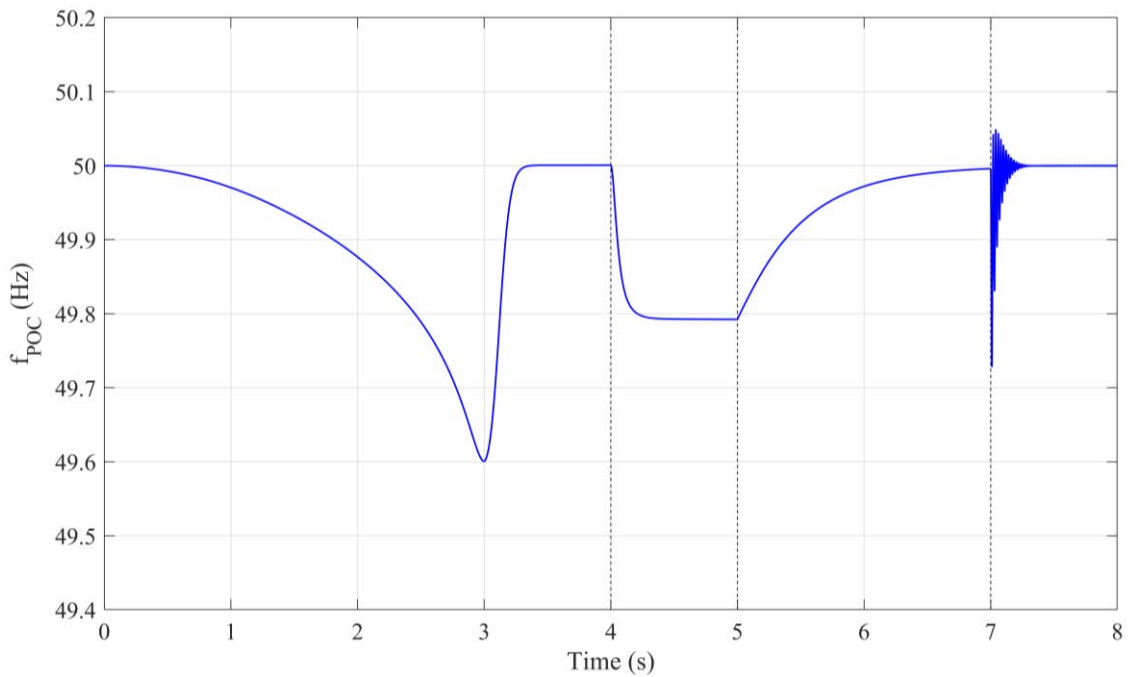


Fig.6.65. Evolución de la frecuencia en el punto de conexión durante un arranque en negro con arranque en rampa.

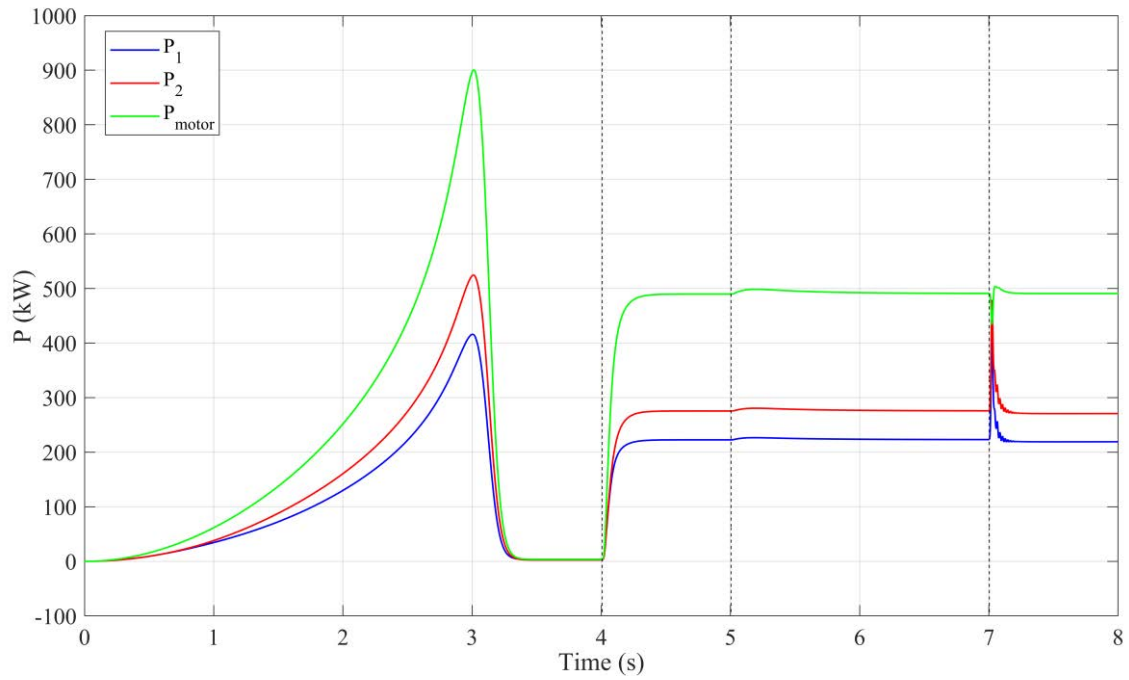


Fig.6.66. Evolución de la potencia activa de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque en rampa.

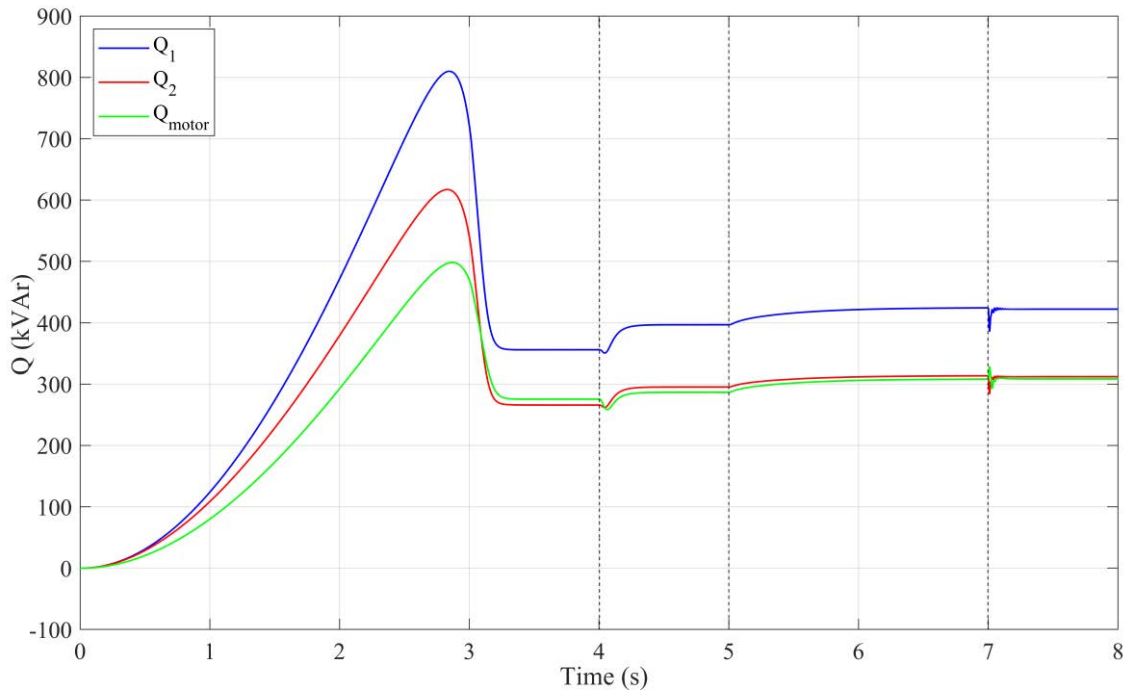


Fig.6.67. Evolución potencia reactiva de cada GADA y del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque en rampa.

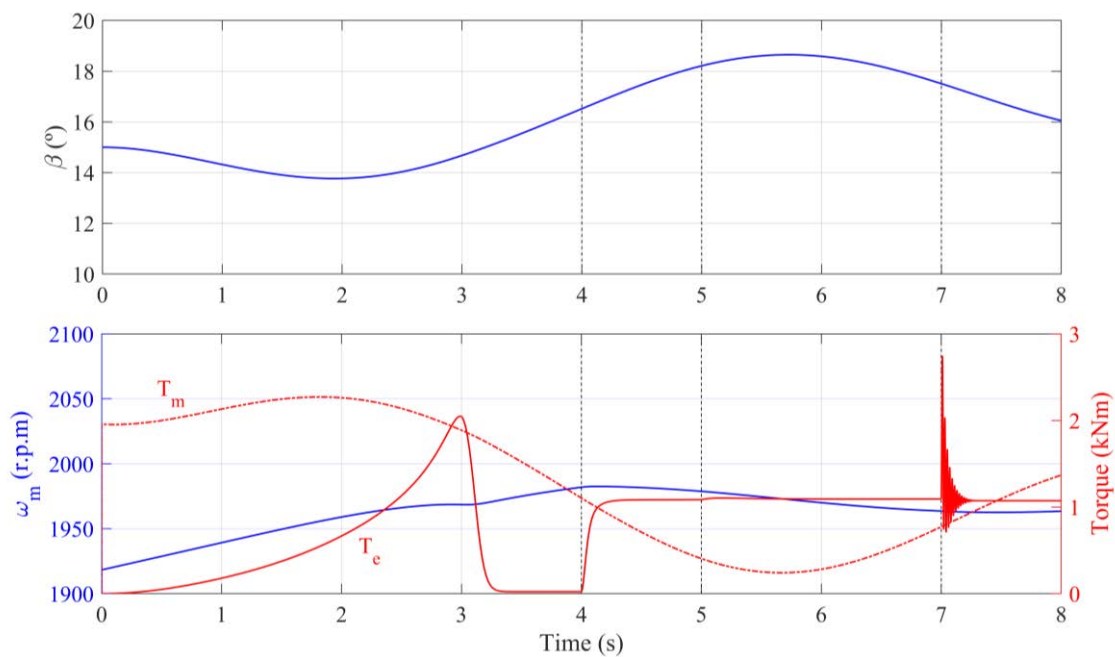


Fig.6.68. Evolución de las variables mecánicas de la turbina eólica 1 durante un arranque en negro con arranque en rampa.

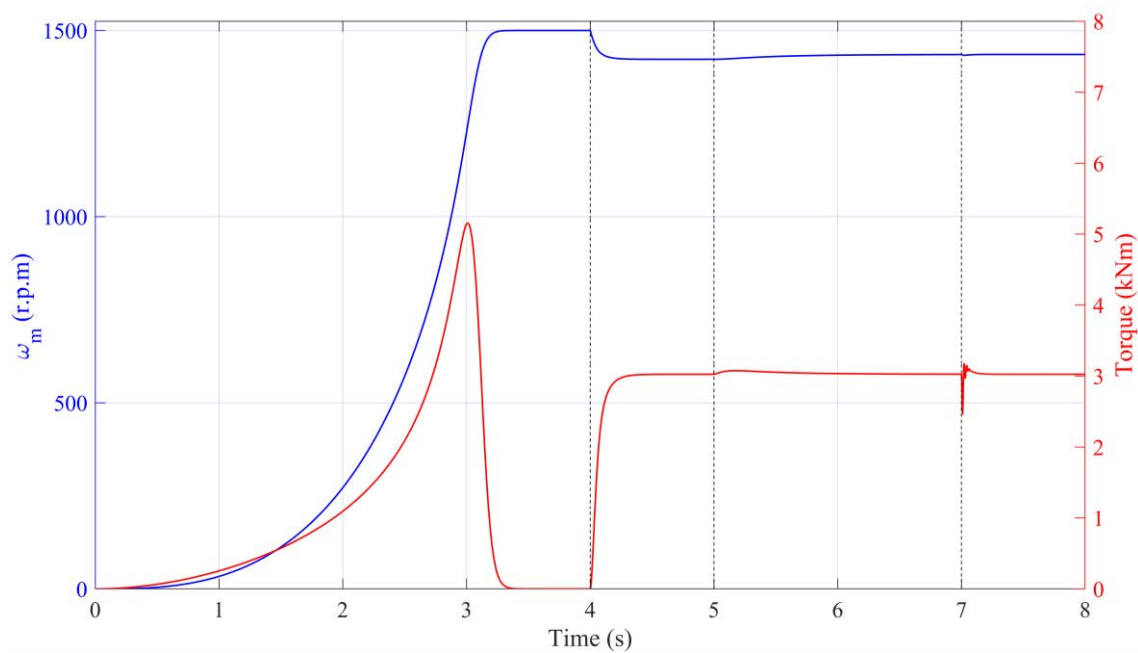


Fig.6.69. Evolución de las variables mecánicas del motor asíncrono durante un arranque en negro con arranque en rampa.

De los resultados de simulación mostrados en Fig.6.64-Fig.6.69, se realizan las principales distinciones con respecto al arranque directo, principalmente localizadas en el proceso de incremento de tensión y arranque del motor:

- En Fig.6.64 se muestra la evolución de los módulos de tensión en tres nudos del sistema: los estatores de los GADAs y la barra de 20 kV. En este caso, la tensión toma más tiempo para llegar a valores cercanos a los nominales durante la energización. Esto es debido a que la carga dinámica se encuentra conectada al sistema en todo momento, por lo que es recomendable producir una rampa de tensión inferior, a fin de limitar tanto las corrientes de arranque de la máquina como las corrientes de inrush del sistema. Se observa que las tensiones del sistema alcanzan sus valores nominales en un proceso mucho más suave donde, una vez terminada la rampa, ningún módulo de tensión baja de 0.94 p.u. durante el resto del proceso.
- En Fig.6.65 se observa una evolución de la frecuencia del POC regida por los principios de operación en sistemas aislados de este control, cuya justificación es análoga a la del caso anterior.
- Fig.6.66 y Fig.6.67 muestra las evoluciones de las potencias activa y reactiva de los estatores de cada máquina, incluyendo las del motor de inducción. Aquí se continúa observando un reparto de ambas variables entre los GADAs, debido a la relación entre las constantes proporcionales de los reguladores de tensión y par electromagnético. También se continúa apreciando que la suma de las potencias activas entregadas por ambas máquinas iguala la potencia activa consumida por el motor, prácticamente. Mientras que la suma de sus potencias reactivas sigue teniendo un error con respecto a la potencia reactiva consumida por el motor, dicho error es igual a la demanda de potencia reactiva del resto del sistema, transformadores y línea. Durante el arranque en rampa, la potencia activa demandada por el mismo dibuja la curva $T-\omega$ del motor de una forma progresiva y escalada al nivel de tensión de cada momento, llegando en alrededor de tres segundos a su velocidad de sincronismo, ver Fig.6.69. A partir de este momento, el proceso continúa de forma muy similar al caso anterior.
- En Fig.6.62 se muestran las variables mecánicas de la turbina eólica 1 durante este proceso. La velocidad de giro de esta turbina alcanza un desvío máximo similar al caso anterior.

- Cabe mencionar que se aprecian algunas diferencias en el transitorio aparecido durante la reconexión a red con respecto al caso anterior. No obstante, estas son debidas a unos errores superiores en las diferencias de módulo y fase a la hora de reconectar.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONS

In this chapter, the results of the work presented in this thesis are discussed, their contributions highlighted, and further works are indicated to further improve the capabilities of the control strategy proposed. The content of this chapter addresses the capabilities that the grid-forming control presented in this thesis brings to the doubly-fed induction generator (DFIG), in comparison with either conventional control techniques and other grid-forming strategies.

7.1. Discussion and contributions

The environmental situation of the world highlights the necessity to move towards power systems with high penetration of renewable generation technologies. In this context, grid-forming controls are essential to ensure this electronic-interfaced generation can provide the services that have been traditionally fulfilled by conventional generation. Besides, the characteristics of power converters, significantly different to those of synchronous generation, allow for the implementation of a wide range of possibilities in terms of control techniques. This has brought a new paradigm of power systems control.

In this thesis, a novel grid-forming control strategy for DFIG is presented. The advantages of this strategy in comparison with traditional grid-following controls are clear: grid frequency support is now given naturally, without a need of measuring and processing the grid frequency signal; and voltage support is given even without the implementation of external control loops. This is achieved due to the real voltage source behaviour of the DFIG when embodying the control strategy presented. In the proposed control strategy of this thesis, this behaviour is achieved by the selection of the rotor flux as the internal control variable. This is the main difference of this proposal compared to other grid-forming approaches for DFIG. Moreover, this selection enables the implementation of a direct control strategy on the rotor flux variable. This variant is also presented and compared to the vector control strategy in low-voltage ride through (LVRT) operation, given the faster dynamics of direct controls. Small-signal stability demonstrates the theoretical improvement in terms of stability of the proposed control analysing both system and machine stability.

The first capability tested is the frequency response of the DFIG with the proposed control. For this purpose, a sudden load change is applied on a synchronous system with a low penetration of DFIG (16.7 %). In this study, a comparison has been carried out

between the proposed control, a classical current control strategy and the same strategy with FFR. The simulation results show that the grid-forming control brings the best results in terms of frequency nadir and also RoCoF after the load change, closely followed by the FFR strategy, due to by the inherent delays involved in this technique, whereas the grid-forming control reacts instantaneously due to its true voltage source behaviour.

In order to improve the capabilities of the DFIG, more strategies have been developed and implemented in the frame of the proposed control. Regarding the LVRT capability, the active and reactive currents are controlled to ensure the safe operation of the RSC. For this purpose, two new signals are added to the control. The reactive current is limited by calculating a rotor flux increment, directly added to its reference, to reduce the magnitude of the internal voltage source of the DFIG during voltage sags, but also allowing to deliver the indicated reactive current, demanded by the grid codes. The active current is limited acting on the internal angle reference, through an internal frequency increment, directly added to the internal frequency of the synchronization loop, given the relation between the active power and the internal angle. However, this is only valid if the rotor flux is synchronized throughout the perturbation. The LVRT simulation results showed that this synchronization is efficiently achieved for balanced voltage sags, but worse performance is obtained for unbalanced voltage sags, due to the apparition of inverse sequence component. In these simulations, the direct control strategy is proved more effective regarding the rotor flux orientation, significantly improving the attenuation of the natural flux, but also affected by the inverse sequence. However, the current limitation is achieved for both perturbations and strategies, still having to deal with the disturbances induced by the negative sequence.

Another capability improved in this control is the low frequency oscillations (LFO) damping. Although it is demonstrated that a grid-forming control embodying an active power synchronization loop already improves the damping of LFO, the penetration of converter-interfaced generation also aggravates the LFO phenomena. For this reason, two additional damping strategies have been implemented to further improve this capability. To achieve this, two PSS-like signals have been inserted to the control strategy. The first signal mimics the working principle of a PSS of a synchronous generator. The frequency of the point of connection is measured and passed through a washout function to determine a rotor flux increment, directly added to the rotor flux reference, which is showed to be associated to the excitation of a synchronous machine, this strategy is named

as POD-Q. The second one has the same structure, but the outcome of the washout function is now a frequency increment, which is directly added to the internal frequency in the synchronization loop. This way, both strategies can be implemented simultaneously, given that they act on practically independent control loops. Small-signal stability is employed for an appropriate tuning of the parameters of these strategies. The simulation results show the improvements that these strategies apport on damping low frequency oscillations after a load change and also a line trip in a two-area system. Compared to a base case with only synchronous generation, the substitution of a SG by DFIG-based wind farm embodying the grid-forming proposed control results in a considerably more damped system, using any of the proposed damping strategies.

The final tests have the objective of testing the islanded operation capability of the DFIG with the proposed control, which is one of the most important features of grid-forming controls. The simulation results, corresponding to a sudden transition to islanded operation feeding a local load, show a seamless transition from grid-connected operation to islanded operation without any change in the control scheme, confirming the true voltage source behaviour. Taking advantage of this behaviour, a black-start process has been also simulated. For this purpose, a secondary regulation has been designed in order to correct both the frequency and voltage deviation caused in the islanded operation of the grid-forming generator. This regulation consists of an integral control of the POC voltage and frequency acting on the rotor flux reference and the internal frequency, respectively. For these simulations, two DFIGs have been modelled connected to the same node and feeding the ancillary services of a near conventional plant, to reconnect with the system afterwards. The simulation has been carried out in two ways: a direct connection and a ramped energization of the ancillary services. The first simulation showed that the DFIG endures the aggressive start-up of the induction motor, caused by its inrush currents, completing the process after the transient. The second simulation showed a soft black-start process, with a progressive build of the POC voltage, avoiding high inrush currents. Moreover, both simulations showed the capability of the DFIGs to share the load of the system according to their droop constants, for both acting and reactive power.

Finally, the simulation results have been carried out in the context of hardware-in-the-loop simulation. This simulation technique allows to communicate real devices with a virtual plant running in real time inside the real time simulator. Therefore, bringing these

results one step closer to the reality compared to a traditional (offline) simulation. Besides, this allows to implement more complex systems, or just different systems, uplifting the study possibilities.

In this thesis, it is demonstrated that the proposed control confers true voltage source behaviour when implemented in a DFIG, allowing to provide those services traditionally provided only by synchronous generation. However, further studies must be conducted to provide a solution to the remaining limitations of this technology and further improve the capabilities of the control technique presented in this thesis.

7.3. Future Works

- To analyze the interactions between the DFIG embodying the grid-forming proposed control and other generators with different grid-forming and grid-following control strategies.
- To refine tuning of outer control loops looking for a customized frequency response.
- To improve the direct control strategy proposed towards a predictive control strategy.
- To study the implementation of a grid-forming control in the GSC, probably based on a reactive power synchronization strategy to ensure the adequate control of the DC voltage.
- To study the incorporation of other storage devices for the DC link such as supercapacitors.
- To implement a demagnetizing method for DFIG based on rotor flux control during the voltage sag to further diminish the effect of the natural flux and inverse flux. Specially in the context of direct or predictive control.
- To further analyze and consider the inertia emulation in *grid-forming* controls, ensuring the stable operation of the grid.
- To refine tuning of the controller parameters, as well as the PODs parameters, looking for a better fitting to different system conditions.

Apéndice A: Modelo aerodinámico, estrategia MPPT y control de paso de pala del aerogenerador

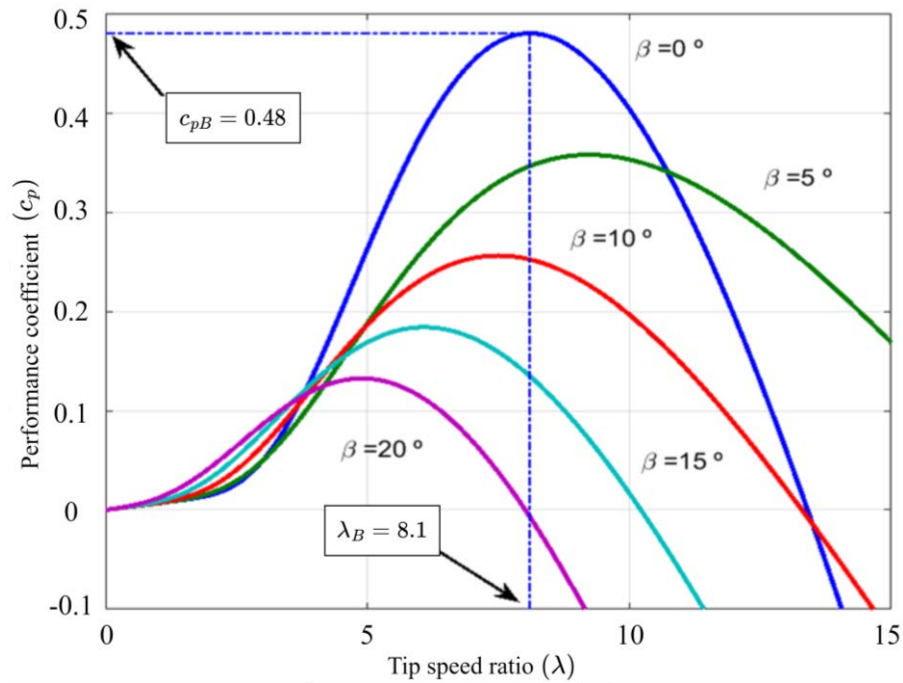


Fig.7.1. Modelo aerodinámico de la turbina eólica.

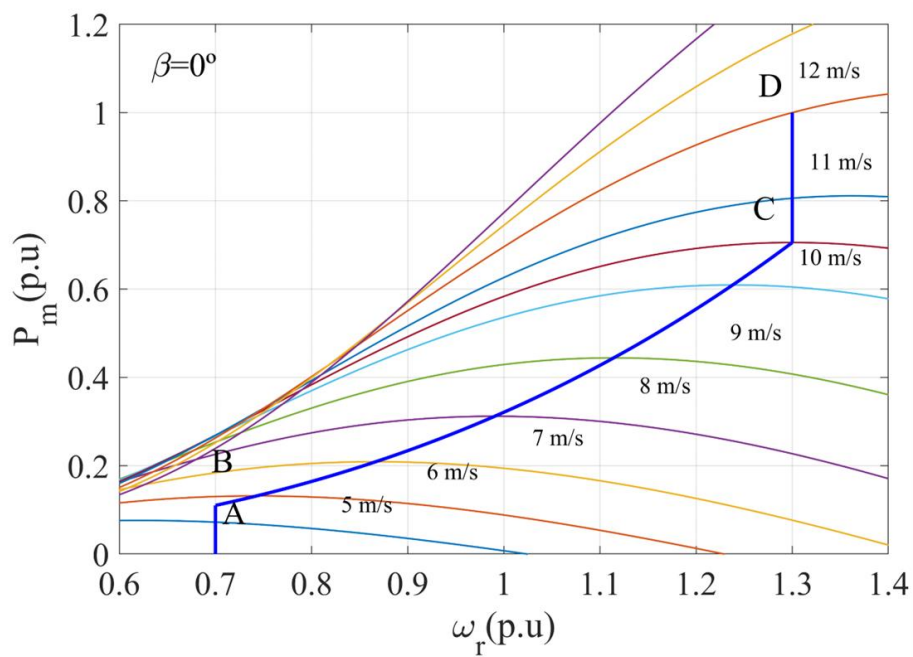


Fig.7.2. Esquema MPPT de la turbina eólica.

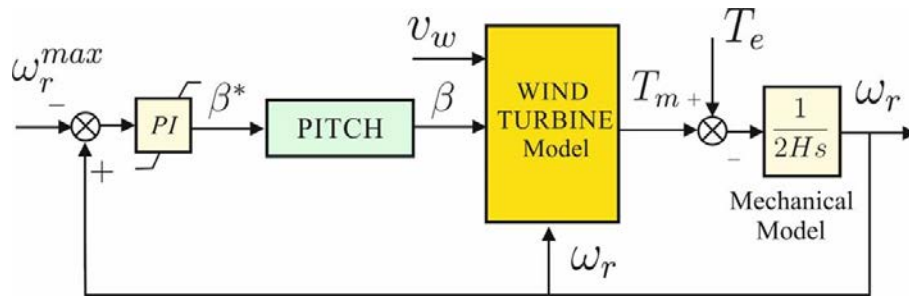


Fig.7.3. Diagrama del modelo mecánico de la turbina eólica.

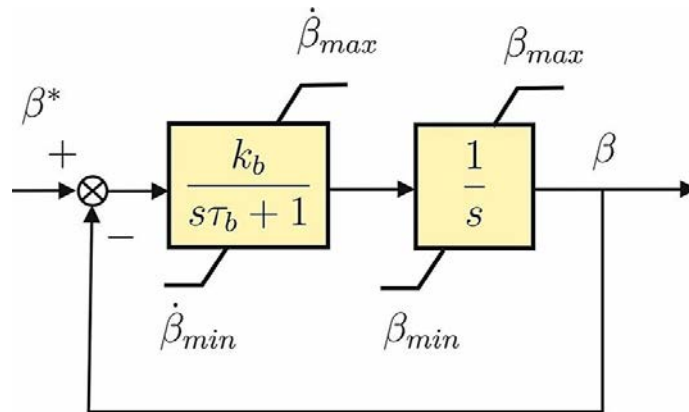


Fig.7.4. Esquema de control del actuador del ángulo de *pitch*.

TABLA XI. PARÁMETROS DEL ACTUADOR DEL ÁNGULO DE *PITCH*.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Ganancia servomotor	k_b	25	°/s
Constante de tiempo servomotor	τ_b	2.5	s
Ángulo de pitch mínimo	β_{min}	0	°
Ángulo de pitch máximo	β_{max}	45	°
Velocidad mínima	$\dot{\beta}_{min}$	-10	°/s
Velocidad máxima	$\dot{\beta}_{max}$	+10	°/s

Apéndice B. Parámetros del GADA

TABLA XII. PARÁMETROS DEL GADA (IMPEDANCIAS REFERIDAS AL ESTÁTOR).

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia aparente nominal	S_n	2	MVA
Tensión nominal de línea del estátor	V_s	690	V
Frecuencia nominal	f_s	50	Hz
Número de pares de polos	p	2	-
Deslizamiento máximo	s	± 0.3	p.u.
Resistencia del estátor	R_s	2.6	m Ω
Resistencia del rotor	R'_r	2.9	m Ω
Resistencia del <i>crowbar</i>	R'_{crow}	20	m Ω
Inductancia de magnetización	L_m	2.5	mH
Inductancia de dispersión del estátor	$L_{\sigma s}$	87	μ H
Inductancia de dispersión del rotor	$L'_{\sigma r}$	87	μ H
Relación de vueltas entre devanados de estátor y rotor	N_s/N_r	1/3	-
Momento de inercia	J	650	kg/m ²

TABLA XIII. PARÁMETROS PREDETERMINADOS DEL CONTROL PROPUESTO PARA EL GADA.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Constante proporcional de los lazos internos de flujo	K_p	1	p.u.
Constante integral de los lazos internos de flujo	K_i	16.98	p.u./s
Constante proporcional del lazo externo de potencia reactiva	K_{pQ}	0.15	p.u.
Constante integral del lazo externo de potencia reactiva	K_{iQ}	8.48	p.u./s
Constante proporcional del lazo externo de tensión	K_{pv}	0.5	p.u.
Constante integral del lazo externo de tensión	K_{iv}	3.4	p.u./s
Constante proporcional del lazo de sincronización	K_{APS}	0.05	p.u.
Constante proporcional del limitador de corriente reactiva	K_{p-ir}	0.01	p.u.
Constante integral del limitador de corriente reactiva	K_{i-ir}	0.2	p.u./s
Ganancia para cálculo de corriente reactiva a inyectar durante un hueco de tensión	K_1	6	p.u.
Constante proporcional del limitador de corriente activa	K_{p-ia}	0.25	p.u.
Ganancia POD-P	K_P	2	p.u.
Ganancia POD-Q	K_Q	7	p.u.
Constante de tiempo del <i>washout</i> (POD)	T_w	1	s
Constante de tiempo regulación secundaria de tensión	T_v	0.5	s

Constante de tiempo regulación secundaria de frecuencia	T_{ω}	0.5	s
---	--------------	-----	---

Apéndice C. Matrices del espacio de estados para los estudios de estabilidad del GADA

- Matriz A del espacio de estados del GADA sin control, los elementos no nulos son los siguientes:

Matriz A:

$$A_{11} = -\frac{1}{T_s}; A_{12} = \omega_s; A_{13} = \frac{1}{T_s} \frac{L_m}{L_r};$$

$$A_{21} = -\omega_s; A_{22} = -\frac{1}{T_s}; A_{24} = \frac{1}{T_s} \frac{L_m}{L_r};$$

$$A_{31} = \frac{1}{T_r} \frac{L_m}{L_s}; A_{33} = -\frac{1}{T_r}; A_{34} = s\omega_s;$$

$$A_{42} = \frac{1}{T_r} \frac{L_m}{L_s}; A_{43} = -s\omega_s; A_{44} = -\frac{1}{T_r}.$$

- Matrices del modelo de espacio de estados del GADA con el control propuesto, sin lazos externos de control ni limitaciones. Los elementos no nulos son los siguientes:

Matriz A:

$$A_{11} = -\frac{1}{T_s}; A_{12} = \omega_s; A_{13} = \frac{1}{T_s} \frac{L_m}{L_r}; A_{17} = +v_{s0} \cos \delta_0;$$

$$A_{21} = -\omega_s; A_{22} = -\frac{1}{T_s}; A_{24} = \frac{1}{T_s} \frac{L_m}{L_r}; A_{27} = -v_{s0} \sin \delta_0;$$

$$A_{31} = \frac{1}{T_r} \frac{L_m}{L_s}; A_{33} = -\left(\frac{1}{T_r} + K_p\right); A_{34} = s\omega_s; A_{35} = 1;$$

$$A_{42} = \frac{1}{T_r} \frac{L_m}{L_s}; A_{43} = -s\omega_s; A_{44} = -\left(\frac{1}{T_r} + K_p\right); A_{46} = 1;$$

$$A_{53} = -1;$$

$$A_{64} = -1;$$

$$A_{71} = -K_{APS} \omega_0 k_m \lambda_{r0} (\cos \delta_0 \sin \delta_0); A_{72} = -K_{APS} \omega_0 k_m \lambda_{r0} \sin^2 \delta_0;$$

$$A_{73} = -K_{APS} \omega_0 k_m \lambda_{s0} \sin \delta_0; A_{77} = -K_{APS} \omega_0 k_m \lambda_{r0} \lambda_{s0} \cos \delta_0.$$

con:

$$k_m = \frac{3}{2} p \left(\frac{1}{\sigma L_s} \frac{L_m}{L_r} \right).$$

Matriz B:

$$B_{11} = \cos \delta_0; B_{21} = -\sin \delta_0; B_{52} = k_i; B_{73} = \frac{\omega_0}{D}.$$

Matriz C:

$$C_{13} = 1 \quad C_{21} = -A_{71} \quad C_{22} = -A_{72} \quad C_{23} = -A_{73} \quad C_{27} = -A_{77}.$$

Matriz D:

$$D_{11} = D_{12} = D_{21} = D_{22} = 0.$$

- Modelo de espacio de estados del sistema para el análisis de estabilidad del sistema de amortiguamiento de oscilaciones (apartado 5.3.3). Las matrices presentadas en este apartado conforman un espacio de estados de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \\ \vdots \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} + E[\Delta u]$$

donde la matriz A real del sistema (A') se calcula como:

$$A' = (A - BD^{-1}C)$$

donde se observa que la matriz E no es requerida para obtener la matriz A' . Los elementos no nulos de las matrices A, B, C y D para cada caso analizado en 5.5.3 se presentan a continuación:

Caso base:

Matriz A:

$$A_{11} = -\frac{1}{T'_{d0}}; \quad A_{14} = \frac{1}{T'_{d0}};$$

$$A_{21} = -\frac{I_{q0}}{2H}; \quad A_{22} = \frac{-D}{2H};$$

$$A_{32} = \omega_s;$$

$$A_{44} = -\frac{1}{T_A}.$$

Matriz B:

$$B_{11} = -\frac{(X_d - X'_d)}{T'_{d0}};$$

$$B_{21} = -\frac{(X_q - X'_d)I_{q0}}{2H}; \quad B_{22} = -\frac{[E'_{q0} + (X_q - X'_d)I_{d0}]}{T'_{d0}};$$

$$B_{43} = -\frac{K_A}{T_A} \begin{pmatrix} V_d^0 \\ V_t^0 \end{pmatrix}; \quad B_{44} = -\frac{K_A}{T_A} \begin{pmatrix} V_q^0 \\ V_t^0 \end{pmatrix}.$$

Matriz C:

$$C_{21} = -1;$$

$$C_{33} = -K'_e V_\infty^0 \cos(\delta^0);$$

$$C_{41} = -K_d'' \quad C_{43} = -K_e' V_\infty^0 \sin(\delta^0);$$

con:

$$K_d'' = \frac{X_e}{X_e + X_d'}; \quad K_e = \frac{X_d'}{X_e + X_d'}$$

Matriz D:

$$D_{12} = -X_q; \quad D_{13} = 1;$$

$$D_{21} = -X_d'; \quad D_{24} = 1;$$

$$D_{32} = -K_d''(X_q - X_d'); \quad D_{33} = 1;$$

$$D_{44} = 1.$$

Caso con GADA y POD-P:

Los cambios producidos en los elementos no nulos de las matrices del espacio de estados con respecto al caso base son los siguientes (los demás elementos permanecen igual que en el caso base):

Matriz A:

$$A_{52} = -K_w \omega_0; \quad A_{53} = K_{APS} K_s \omega_0; \quad A_{55} = -K_{APS} K_s \omega_0; \quad A_{56} = K_w \omega_0;$$

$$A_{62} = \frac{1}{T_w}; \quad A_{66} = -\frac{1}{T_w}.$$

Matriz B:

$$B_{53} = \omega_0 K_{APS} \frac{E_g^0}{X_g} \left(\frac{V_d^0}{V_t^0} \sin(\delta^0 - \theta^0) - 1 \right); \quad B_{54} = \omega_0 K_{APS} \frac{E_g^0 V_q^0}{X_g V_t^0} \sin(\delta^0 - \theta^0).$$

Matriz C:

$$C_{35} = K_g E_g^0 \cos(\delta_g^0 - \delta^0);$$

$$C_{45} = K_g E_g^0 \sin(\delta_g^0 - \delta^0).$$

Matriz D:

$$D_{32} = -K_d'(X_q - X_d').$$

Caso con GADA y POD-Q:

Las sextas columnas y filas del caso previo (POD-P) son ahora las quintas, y las antiguas quintas filas y columnas no existen. Se ha de sustituir K_P por K_Q . El resto de los cambios en los valores no nulos de las matrices A, B, C, D son los siguientes:

Matriz A:

Idéntica al caso POD-P eliminando la quinta fila y la quinta columna.

Matriz B:

Idéntica al caso POD-P eliminando la quinta fila.

Matriz C:

Se elimina la quinta columna respecto al caso POD-P. Se sustituye δ_g^0 por θ^0 .

$$C_{32} = K_g \omega_0 \frac{L_m}{L_r} K_Q \sin(\theta^0 - \delta^0); C_{35} = -K_g \omega_0 \frac{L_m}{L_r} K_Q \sin(\theta^0 - \delta^0);$$

$$C_{42} = -K_g \omega_0 \frac{L_m}{L_r} K_Q \sin(\theta^0 - \delta^0); C_{45} = K_g \omega_0 \frac{L_m}{L_r} K_Q \sin(\theta^0 - \delta^0).$$

Matriz D:

Idéntica al caso POD-P.

Caso con GADA y sin POD:

Las matrices son idénticas al caso POD-Q tras hacer $K_w = 0$.

TABLA XIV. PARÁMETROS DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE PEQUEÑA SEÑAL DE POD (IMPEDANCIAS REFERIDAS AL ESTÁTOR).

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Frecuencia	f_s	50	Hz
Resistencia del estátor	R_s	0	p.u.
Reactancia síncrona de eje d	X_d	1.8	p.u.
Reactancia síncrona de eje q	X_q	1.7	p.u.
Reactancia transitoria de eje d	X'_d	0.3	p.u.
Constante de tiempo en circuito abierto transitoria de eje d	T'_{0d}	8	s
Constante de inercia	H	6.175	s
Factor de amortiguamiento	D	0	p.u.
Constante de tiempo de excitación	T_A	0.2	s
Ganancia de excitación	K_A	200	p.u.
Resistencia de línea	R_e	0.0	p.u.
Reactancia de línea	X_e	0.3	p.u.

TABLA XV. VALORES DE LAS VARIABLES DE ESTADO Y VARIABLES ALGEBRAICAS EN EL PUNTO DE OPERACIÓN PARA EL ESTUDIO DE PEQUEÑA SEÑAL DE POD.

Variable de estado	Símbolo	Valor	Unidad
Tensión transitoria de eje q	$E'_q{}^0$	0.8793	p.u.
Ángulo del eje q	δ^0	48.647	°

Velocidad eléctrica del rotor	ω^0	314.159	rad/s
Tensión de excitación	E_{fd}^0	1.4258	p.u.
Variable algebraica	Símbolo	Valor	Unidad
Corriente de eje d	I_d^0	0.3644	p.u.
Corriente de eje q	I_q^0	0.7218	p.u.
Tensión de eje d	V_d^0	0.6381	p.u.
Tensión de eje q	V_q^0	0.77	p.u.

Apéndice D. Parámetros de los sistemas empleados en las simulaciones

TABLA XVI. PARÁMETROS DE LA RED ELÉCTRICA EQUIVALENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Generador síncrono (impedancias referidas al estátor)			
Potencia aparente nominal	S_n	10	MVA
Tensión nominal de línea	V_n	5	kV
Frecuencia nominal	f_n	50	Hz
Número de pares de polos	p	2	-
Resistencia del devanado del estátor	R_s	0.001	p.u.
Inductancia de dispersión del estátor	$L_{\sigma s}$	0.113	p.u.
Inductancia de magnetización de eje d	L_{dm}	1.85	p.u.
Inductancia transitoria de eje d	L'_d	0.225	p.u.
Inductancia subtransitoria de eje d	L''_d	0.2	p.u.
Inductancia de magnetización de eje q	L_{qm}	1.74	p.u.
Inductancia transitoria de eje q	L'_q	0.306	p.u.
Inductancia subtransitoria de eje q	L''_q	0.2	p.u.
Constante de tiempo en circuito abierto transitoria de eje d	T'_{0d}	4.61	s
Constante de tiempo en circuito abierto subtransitoria de eje d	T''_{0d}	0.054	s
Constante de tiempo en circuito abierto transitoria de eje q	T'_{0q}	1.5	s
Constante de tiempo en circuito abierto subtransitoria de eje q	T''_{0q}	0.107	s
Constante de inercia	H	2.5	s
Relación de vueltas en devanados de estátor y rotor	N_s/N_r	1/3	-
Transformador T1			
Potencia aparente nominal	S_{T1}	10	MVA
Tensión nominal de línea del primario	V_{T1-1}	5	kV
Tensión nominal de línea del secundario	V_{T1-2}	20	kV
Ratio de cortocircuito	Z_{sc-T1}	12	%
Ratio X/R	r_{T1}	100	p.u.
Frecuencia nominal	f_n	50	Hz
Transformador T2			
Potencia aparente nominal	S_{T2}	2	MVA
Tensión nominal de línea del primario	V_{T2-1}	690	V
Tensión nominal de línea del secundario	V_{T2-2}	20	kV
Ratio de cortocircuito	Z_{sc-T2}	10	%

Ratio X/R	r_{T2}	15	p.u.
Frecuencia nominal	f_n	50	Hz
Línea POC GADA-POC GS			
Inductancia de línea	L_l	5.2	mH
Resistencia de línea	R_l	0.5	Ω

En cuanto a los modelos para la excitación y la parte mecánica del GS, se han empleado los recomendados en [113] para la red eléctrica equivalente del sistema eléctrico peninsular, con los mismos parámetros indicados.

TABLA XVII. PARÁMETROS DEL SISTEMA DE DOS ÁREAS.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
GS1, GS2 (caso base), GS3 y GS4			
Frecuencia nominal	f_s	50	Hz
Potencia aparente nominal	S_n	900	MVA
Resistencia del estátor	R_s	0.0025	p.u.
Inductancia de dispersión	$L_{\sigma s}$	0.2	p.u.
Inductancia de magnetización de eje d	L_{dm}	1.8	p.u.
Inductancia transitoria de eje d	L'_d	0.3	p.u.
Inductancia subtransitoria de eje d	L''_d	0.25	p.u.
Inductancia de magnetización de eje q	L_{qm}	1.7	p.u.
Inductancia transitoria de eje q	L'_q	0.55	p.u.
Inductancia subtransitoria de eje q	L''_q	0.25	p.u.
Constante de tiempo en circuito abierto transitoria de eje d	T'_{0d}	8	s
Constante de tiempo en circuito abierto subtransitoria de eje d	T''_{0d}	0.03	s
Constante de tiempo en circuito abierto transitoria de eje q	T'_{0q}	0.4	s
Constante de tiempo en circuito abierto subtransitoria de eje q	T''_{0q}	0.05	s
Constante de inercia de GS1 y GS2	H_1	6.5	s
Constante de inercia de GS3 y GS4	H_2	6.175	s
Factor de amortiguamiento	D	0	p.u.
Constante de tiempo de excitación	T_A	0.001	s
Ganancia de excitación	K_A	200	p.u.
Parámetros de los modelos PI de las líneas			
Resistencia de la línea	r_l	0.0001	p.u./km
Inductancia de la línea	l_l	0.001	p.u./km
Susceptancia de la línea	b_l	0.00175	p.u./km

Los esquemas de control de los GSs, así como sus parámetros, se incluyen en [63].

TABLA XVIII. PARÁMETROS DEL SISTEMA SIMPLIFICADO PARA ESTUDIOS DE ARRANQUE EN NEGRO.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Transformadores T1 y T2			
Potencia aparente nominal	S_N	2	MVA
Tensión nominal de línea del primario	V_{1N}	690	V
Tensión nominal de línea del secundario	V_{2N}	20	kV
Ratio de cortocircuito	Z_{sc}	10	%
Ratio X/R	r	15	p.u.
Frecuencia nominal	f_n	50	Hz
Transformador T3			
Potencia aparente nominal	S_N	2.5	MVA
Tensión nominal de línea del primario	V_{1N}	20	kV
Tensión nominal de línea del secundario	V_{2N}	690	V
Ratio de cortocircuito	Z_{sc}	8	%
Ratio X/R	r_{T3}	15	p.u.
Frecuencia nominal	f_n	50	Hz
Línea POC-motor (10 km)			
Inductancia de línea	l_{l1}	0.47	mH/km
Resistencia de línea	r_{l1}	0.1329	Ω /km
Susceptancia de línea	b_{l1}	71.314	μ S/km
Línea POC-red			
Inductancia de línea	L_{l2}	48	μ H
Resistencia de línea	R_{l2}	0.2	m Ω
Motor de inducción (impedancias referidas al estátor)			
Potencia nominal	P_n	1.0	MW
Tensión nominal de línea del estátor	V_s	690	V
Resistencia del estátor	R_s	19	m Ω
Resistencia del rotor	R'_r	33.3	m Ω
Inductancia de magnetización	L_m	1.41	Ω
Inductancia de dispersión del estátor	$L_{\sigma s}$	33.3	m Ω
Inductancia de dispersión del rotor	$L'_{\sigma r}$	33.3	m Ω
Momento de inercia	J	24.32	kg/m ²
Número de pares de polos	p	2	-

Apéndice E. Esquema de control en entorno Simulink

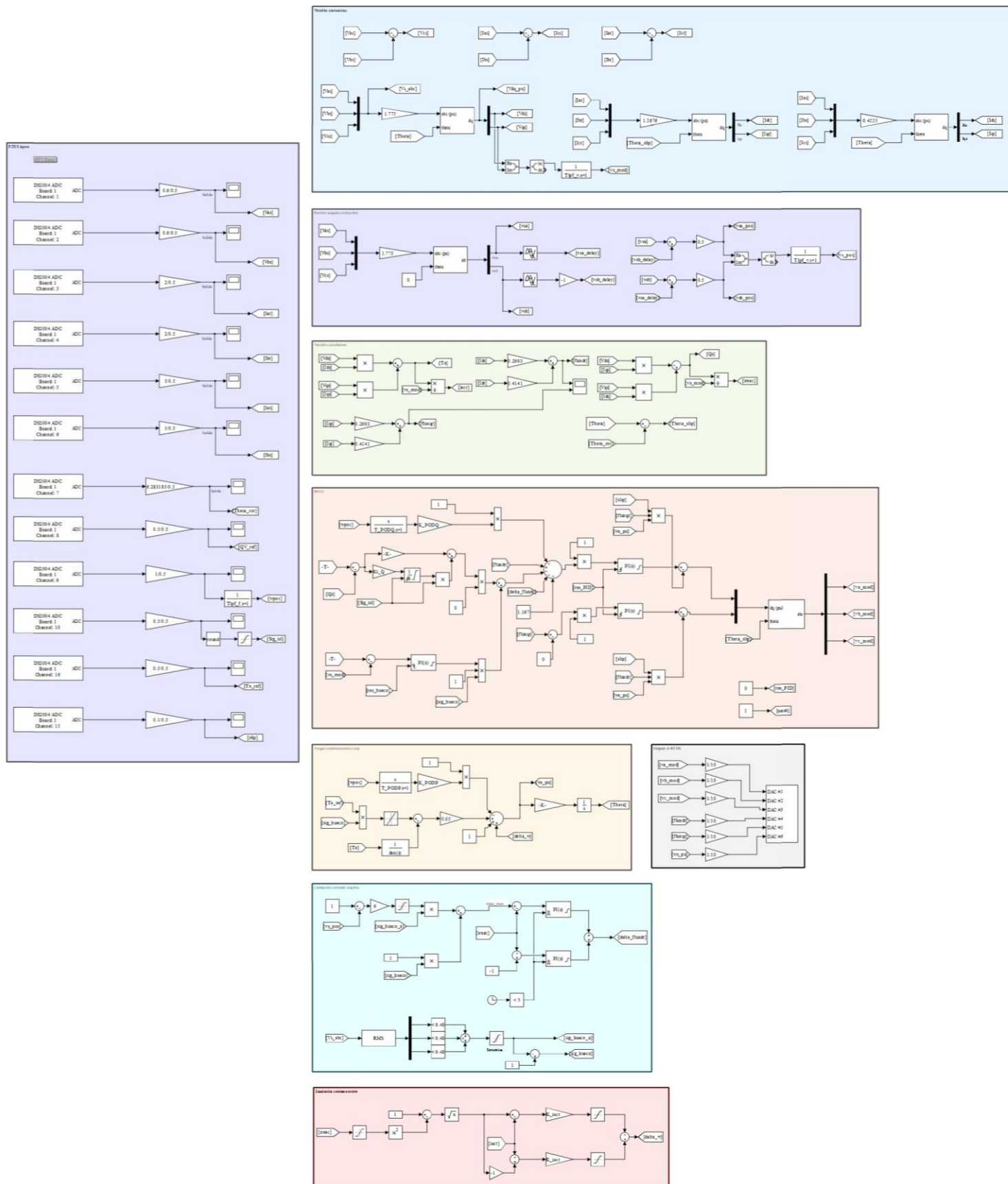


Fig.7.5. Esquema del control propuesto para la GADA, implementado en entorno Simulink para las simulaciones en tiempo real.

REFERENCIAS

- [1] IRENA, “Renewable Capacity Statistics 2023,” 2023. [Online]. Available: www.irena.org.
- [2] Comisión Europea, “Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones - Objetivo 55: cumplimiento del objetivo climático de la UE para 2030 en el camino hacia la neutralidad climática.” pp. 1–18, 2021, [Online]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_es.
- [3] Red Eléctrica de España, “Informe del Sistema Eléctrico 2022,” 2023. [Online]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/>.
- [4] Bundesnetzagentur, “Annual Report 20-21,” 2021. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de>.
- [5] IEA, “Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026,” 2021. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/%0Ahttps://webstore.iea.org/download/direct/4329.
- [6] B. Kroposki *et al.*, “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [7] B. J. Matevosyan, H. Urdal, S. Achilles, J. Macdowell, J. O. Sullivan, and R. Quint, “Grid-Forming Inverters,” *IEEE Power Energy Mag.*, no. October, pp. 89–98, 2019, doi: 10.1109/MPE.2019.2933072.
- [8] ENTSO-E, “High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS),” 2017. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/events/2020/01/30/workshop-on-high-penetration-of-power-electronic-interfaced-power-sources-and-the-potential-contribution-of-grid-forming-converters/>.
- [9] International Energy Agency, “International Energy Agency (IEA) World Energy Outlook 2022,” 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.
- [10] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. 2011.
- [11] M. Kersic *et al.*, “Testing Characteristics of Grid Forming Converters Part I: Specification and Definition of Behaviour,” *19th Wind Integration Workshop*. 2020.
- [12] E. Ørum *et al.*, “ENTSO Report - Future System Inertia,” 2015. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf.
- [13] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, no. 2016, pp. 999–1009, 2016, doi:

- 10.1016/j.rser.2015.11.016.
- [14] B. Fan, T. Liu, F. Zhao, H. Wu, and X. Wang, “A Review of Current-Limiting Control of Grid-Forming Inverters under Symmetrical Disturbances,” *IEEE Open J. Power Electron.*, vol. 3, pp. 955–969, 2022, doi: 10.1109/OJPEL.2022.3227507.
- [15] M. Mohseni and S. M. Islam, “Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 3876–3890, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.039.
- [16] P. Imgart, M. Beza, M. Bongiorno, and J. R. Svensson, “An Overview of Grid-Connection Requirements for Converters and Their Impact on Grid-Forming Control,” pp. 1–10, 2022.
- [17] AEMO, “Engineering Roadmap to 100% Renewables,” 2022. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/newsroom/media-release/engineering-framework-roadmap-to-100-per-cent-renewables>.
- [18] National Grid ESO, “Zero Carbon Operation 2025,” 2019. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/141031/download>.
- [19] G. Abad, J. López, M. A. Rodríguez, L. Marroyo, and G. Iwanski, *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. 2011.
- [20] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, “Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: A case study,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 960–967, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2013.2259602.
- [21] G. Tsourakis, B. M. Nomikos, and C. D. Vournas, “Effect of wind parks with doubly fed asynchronous generators on small-signal stability,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 1, pp. 190–200, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.05.018.
- [22] B. Qin, H. Li, X. Zhou, J. Li, and W. Liu, “Low-voltage ride-through techniques in DFIG-based wind turbines: A review,” *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 6, 2020, doi: 10.3390/app10062154.
- [23] S. Arnalte, J. C. Burgos, and J. L. Rodríguez-amenedo, “Direct Torque Control of a Doubly-Fed Induction Generator for variable speed wind turbines,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 199–216, 2002, doi: 10.1080/153250002753427851.
- [24] Z. Liu, O. A. Mohammed, and S. Liu, “A Novel Direct Torque Control of Doubly-Fed Induction Generator Used for Variable Speed Wind Power Generation,” in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Jun. 2007, vol. 2, no. 1, pp. 1–6, doi: 10.1109/PES.2007.386253.
- [25] Y. S. Rao and A. J. Laxmi, “Direct Torque Control of Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine Under Voltage Dips,” *Int. J. Adv. Eng. Technol.*, vol. 711, no. 2, pp. 711–720, 2012.
- [26] L. Xu and P. Cartwright, “Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 3, pp. 750–758, 2006, doi: 10.1109/TEC.2006.875472.

- [27] D. Zhi and L. Xu, "Direct power control of DFIG with constant switching frequency and improved transient performance," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, no. 1, pp. 110–118, 2007, doi: 10.1109/TEC.2006.889549.
- [28] G. Abad, M. A. Rodriguez, G. Iwanski, and J. Poza, "Direct Power Control of Doubly-Fed-Induction-Generator-Based Wind Turbines Under Unbalanced Grid Voltage," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 2, pp. 442–452, Feb. 2010, doi: 10.1109/TPEL.2009.2027438.
- [29] M. E. Zarei, C. V. Nicolas, J. R. Arribas, and D. Ramirez, "Four-switch three-phase operation of grid-side converter of doubly fed induction generator with three vectors predictive direct power control strategy," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 10, pp. 7741–7752, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2880672.
- [30] M. E. Zarei, C. V. Nicolás, and J. R. Arribas, "Improved predictive direct power control of doubly fed induction generator during unbalanced grid voltage based on four vectors," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 5, no. 2, pp. 695–707, 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2016.2611004.
- [31] D. Santos-Martin, J. L. Rodriguez-Amenedo, and S. Arnalte, "Dynamic programming power control for doubly fed induction generators," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 5, pp. 2337–2345, 2008, doi: 10.1109/TPEL.2008.2001908.
- [32] ENTSO-E, "High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters," 2019. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf.
- [33] D. B. Rathnayake *et al.*, "Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 114781–114807, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3104617.
- [34] M. Zarif Mansour, S. P. Me, S. Hadavi, B. Badrzadeh, A. Karimi, and B. Bahrani, "Nonlinear Transient Stability Analysis of Phased-Locked Loop-Based Grid-Following Voltage-Source Converters Using Lyapunov's Direct Method," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 10, no. 3, pp. 2699–2709, 2022, doi: 10.1109/JESTPE.2021.3057639.
- [35] J. C. Martinez, S. Arnaltes, J. Alonso-Martinez, and J. L. R. Amenedo, "Contribution of wind farms to the stability of power systems with high penetration of renewables," *Energies*, vol. 14, no. 8, 2021, doi: 10.3390/en14082207.
- [36] Y. Cheng, R. Azizipanah-Abarghooee, S. Azizi, L. Ding, and V. Terzija, "Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review," *Appl. Energy*, vol. 279, no. March, p. 115798, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115798.
- [37] S. Harrison, C. Henderson, P. N. Papadopoulos, and A. Egea-Alvarez, "Demystifying inertial specifications; supporting the inclusion of grid-followers," *IET Renew. Power Gener.*, no. February, pp. 1–15, 2023, doi: 10.1049/rpg2.12711.

- [38] L. Sun and X. Zhao, "Impacts of Phase-Locked Loop and Reactive Power Control on Inertia Provision by DFIG WT," 2020.
- [39] R. Denninger, S. Reichert, S. Rogalla, and K. Jalili, "Testing Characteristics of Grid Forming Converters Part II: Voltage Source Properties and Contribution," *19th Wind Integration Workshop*. 2020.
- [40] C. Li, Y. Yang, Y. Cao, L. Wang, and F. Blaabjerg, "Frequency and Voltage Stability Analysis of Grid-Forming Virtual Synchronous Generator Attached to Weak Grid," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 10, no. 3, pp. 2662–2671, 2022, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3041698.
- [41] National Grid ESO, "Black Start from Non-Traditional Generation Technologies. Technology capability and readiness for distributed restoration.," no. June, 2019, [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/148201/download>.
- [42] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. P. Bhattarai, T. M. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual inertia: Current trends and future directions," *Appl. Sci.*, vol. 7, no. 7, pp. 1–29, 2017, doi: 10.3390/app7070654.
- [43] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter, and T. M. Jahns, "Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2018-Augus, pp. 3–7, 2018, doi: 10.1109/PESGM.2018.8586162.
- [44] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and S. Engelken, "Grid-forming converters: An overview of control approaches and future trends," *ECCE 2020 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 4292–4299, 2020, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9236211.
- [45] Y. Lin *et al.*, "Research Roadmap on Grid-Forming Inverters," 2021. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf>.
- [46] A. Pena Asensio, S. A. Gomez, J. L. Rodriguez-Amenedo, and M. A. Cardiel-Alvarez, "Decentralized Frequency Control for Black Start of Full-Converter Wind Turbines," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 36, no. 1, pp. 480–487, 2021, doi: 10.1109/TEC.2020.3011611.
- [47] Y. Ma, W. Cao, L. Yang, F. F. Wang, and L. M. Tolbert, "Virtual Synchronous Generator Control of Full Converter Wind Turbines with Short-Term Energy Storage," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 11, pp. 8821–8831, 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2694347.
- [48] Q. C. Zhong, "Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration," *IEEE Power Electron. Mag.*, vol. 3, no. 4, pp. 18–27, 2016, doi: 10.1109/MPEL.2016.2614906.
- [49] Q. C. Zhong, Z. Ma, W. L. Ming, and G. C. Konstantopoulos, "Grid-friendly wind power systems based on the synchronverter technology," *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, pp. 719–726, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2014.10.027.
- [50] J. Xi, H. Geng, G. Yang, and S. Ma, "Inertial response analysis of PMSG-based WECS with VSG control," *J. Eng.*, vol. 2017, no. 13, pp. 897–901, 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0459.
- [51] S. Arnaltes, J. L. Rodriguez-Amenedo, and M. E. Montilla-DJesus, "Control of

- variable speed wind turbines with doubly fed asynchronous generators for stand-alone applications,” *Energies*, vol. 11, no. 1, 2018, doi: 10.3390/en11010026.
- [52] Y. Jiao and H. Nian, “Grid-forming control for DFIG based wind farms to enhance the stability of LCC-HVDC,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 156752–156762, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3019691.
- [53] S. Wang, J. Hu, and X. Yuan, “Virtual Synchronous Control for Grid-Connected DFIG-Based Wind Turbines,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 3, no. 4, pp. 932–944, 2015, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2418200.
- [54] P. Ernst, R. Singer, S. Rogalla, R. Denninger, and K. Jalili, “Testing Characteristics of Grid Forming Converters Part IV: Overload Behaviour and Response to Grid Faults,” *19th Wind Integration Workshop*. 2020.
- [55] Z. X. Zheng, C. J. Huang, R. H. Yang, X. Y. Xiao, and C. S. Li, “A Low Voltage Ride Through Scheme for DFIG-Based Wind Farm with SFCL and RSC Control,” *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 29, no. 2, 2019, doi: 10.1109/TASC.2019.2891687.
- [56] Y. Song, X. Wang, and F. Blaabjerg, “Doubly Fed Induction Generator System Resonance Active Damping Through Stator Virtual Impedance,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 1, pp. 125–137, 2017, doi: 10.1109/TIE.2016.2599141.
- [57] W. Ning, X. Wu, Y. J. Guan, and F. Chen, “Method to suppress sub-synchronous oscillation of DFIG-based wind farms based on virtual impedance,” *J. Eng.*, vol. 2017, no. 13, pp. 2173–2177, 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0715.
- [58] A. D. Paquette and D. M. Divan, “Virtual Impedance Current Limiting for Inverters in Microgrids With Synchronous Generators,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. 2, pp. 1630–1638, 2015, doi: 10.1109/TIA.2014.2345877.
- [59] J. He and Y. W. Li, “Analysis, design, and implementation of virtual impedance for power electronics interfaced distributed generation,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 47, no. 6, pp. 2525–2538, 2011, doi: 10.1109/TIA.2011.2168592.
- [60] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg, and P. C. Loh, “Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 12, pp. 7019–7037, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2382565.
- [61] L. Zhang, L. Harnefors, and H. Nee, “Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 809–820, May 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2032231.
- [62] X. Meng, J. Liu, and Z. Liu, “A Generalized Droop Control for Grid-Supporting Inverter Based on Comparison between Traditional Droop Control and Virtual Synchronous Generator Control,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 34, no. 6, pp. 5416–5438, 2019, doi: 10.1109/TPEL.2018.2868722.
- [63] K. Prabha, *Power System Stability and Control*. McGraw-hill New York, 1994.
- [64] J. L. Rodríguez Amenedo, S. Arnaltes Gómez, and J. E.-G. Carrasco, *Generadores Eléctricos I Convertidores Electrónicos*. 2021.
- [65] L. Zhang, L. Harnefors, and H.-P. Nee, “Interconnection of Two Very Weak AC

- Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 344–355, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2047875.
- [66] L. Harnefors, J. Kukkola, M. Routimo, M. Hinkkanen, and X. Wang, “A Universal Controller for Grid-Connected Voltage-Source Converters,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 9, no. 5, pp. 5761–5770, Oct. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3039407.
- [67] T. Qoria, F. Gruson, F. Colas, X. Guillaud, M. S. Debry, and T. Prevost, “Tuning of cascaded controllers for robust grid-forming voltage source converter,” *20th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2018*, 2018, doi: 10.23919/PSCC.2018.8443018.
- [68] A. P. Asensio, S. A. Gomez, J. L. Rodriguez-Amenedo, and M. A. Cardiel-Alvarez, “Reactive power synchronization method for voltage-sourced converters,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 1430–1438, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2019.2911453.
- [69] J. L. R. Amenedo, S. A. Gomez, J. Alonso-Martinez, and M. G. De Armas, “Grid-Forming Converters Control Based on the Reactive Power Synchronization Method for Renewable Power Plants,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 67989–68007, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3078078.
- [70] M. G. De Armas, S. A. Gomez, J. L. R. Amenedo, and J. Alonso-Martinez, “Virtual Synchronous Machine fault ride through capability with Reactive Power Synchronization,” *Proc. - 2020 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2020 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2020*, 2020, doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160739.
- [71] H. P. Beck and R. Hesse, “Virtual synchronous machine,” *2007 9th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util. EPQU*, pp. 7–12, 2007, doi: 10.1109/EPQU.2007.4424220.
- [72] P. Denholm, T. Mai, R. W. Kenyon, B. Kroposki, and M. O. Malley, “Inertia and the Power Grid : A Guide Without the Spin,” 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>.
- [73] A. Dyśko *et al.*, “Testing characteristics of grid forming converters part III: Inertial Behaviour,” *19th Wind Integr. Work.*, no. April 2021, 2020, [Online]. Available: <https://strathprints.strath.ac.uk/74726/>.
- [74] National Grid ESO, “GC0137: Minimum Specification Required for Provision of GB Grid Forming (GBGF) Capability (formerly Virtual Synchronous Machine/VSM Capability),” 2023. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/codes/gc/modifications/gc0137-minimum-specification-required-provision-gb-grid>.
- [75] S. Favuzza, R. Musca, E. R. Sanseverino, and G. Zizzo, “Sensitivity Analysis and Frequency Dynamics of Grid-Connected Converters with Virtual Inertia,” *21st IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2021 5th IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2021 - Proc.*, no. Vcvi, pp. 1–6, 2021, doi: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584614.
- [76] M. A. Torres L., L. A. C. Lopes, L. A. Morán T., and J. R. Espinoza C., “Self-

- tuning virtual synchronous machine: A control strategy for energy storage systems to support dynamic frequency control,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 4, pp. 833–840, 2014, doi: 10.1109/TEC.2014.2362577.
- [77] Y. V. Pavan Kumar and R. Bhimasingu, “Virtual SM-DFIG based automatic control strategy for enhancing the power quality in microgrids,” *2016 IEEE Annu. India Conf. INDICON 2016*, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/INDICON.2016.7838900.
- [78] S. D’Arco, J. A. Suul, and O. B. Fosso, “A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 122, pp. 180–197, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.01.001.
- [79] S. Chen, H. Han, X. Chen, Y. Sun, and X. Hou, “Reviews on Inertia Emulation Technology with Power Electronics,” *ECCE 2020 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 2101–2107, 2020, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9236033.
- [80] BOE, *Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión*, no. 11. 2019, pp. 2260–2268.
- [81] Comisión Europea, *Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red*, no. 112, 27 de abril. 2016, pp. 1–68.
- [82] BOE, *Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.*, vol. 129. 2009, pp. 44372–44389.
- [83] National Grid ESO, “Great Britain Grid Forming Best Practice Guide,” 2023. [Online]. Available: <https://www.nationalgrideso.com/document/278491/download>.
- [84] ENTSO-E, “The inertia challenge in Europe - Present and long-term perspective Insight Report,” 2021. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/FINAL/entso-e_TYNDP2020_Insight_Report_Inertia_2108.pdf.
- [85] National Grid Electricity System Operator, *The national grid code*, no. 6. 2023, p. 1067.
- [86] National Grid ESO, *European Compliance Processes (ECP) Contents*, no. 6. 2023, pp. 1–94.
- [87] IEEE, *IEEE 1547.1-2020 - IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Energy Resources with Electric Power Systems and Associated Interfaces*. 2020.
- [88] ENTSOE, “Technical Background and Recommendations for Defence Plans in the Continental Europe Synchronous Area,” Brussels, Belgium, 2011. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/RG_SOC_CE/RG_CE_ENTSO-E_Defence_Plan_final_2011_public_110131.pdf.

- [89] BOE, *P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. 2006, pp. 37017–37019.
- [90] I. Esandi, “Sistemas De Protección De Turbinas Eólicas Basadas En DFIG Ante Huecos De Tensión,” Universidad pública de Navarra, 2014.
- [91] J. López, E. Gubía, E. Olea, J. Ruiz, and L. Marroyo, “Ride through of wind turbines with doubly fed induction generator under symmetrical voltage dips,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 10, pp. 4246–4254, 2009, doi: 10.1109/TIE.2009.2028447.
- [92] R. Zhu, Z. Chen, X. Wu, and F. Deng, “Virtual Damping Flux-Based LVRT Control for DFIG-Based Wind Turbine,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 30, no. 2, pp. 714–725, 2015, doi: 10.1109/TEC.2014.2385966.
- [93] J. Liang, W. Qiao, and R. G. Harley, “Feed-forward transient current control for low-voltage ride-through enhancement of DFIG wind turbines,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 25, no. 3, pp. 836–843, 2010, doi: 10.1109/TEC.2010.2048033.
- [94] J. Luo, H. Zhao, S. Gao, and M. Han, “A Low Voltage Ride Through Strategy of DFIG based on Explicit Model Predictive Control,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 119, no. December 2019, p. 105783, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105783.
- [95] T. Long, S. Shao, P. Malliband, E. Abdi, and R. A. McMahon, “Crowbarless fault ride-through of the brushless doubly fed induction generator in a wind turbine under symmetrical voltage dips,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 7, pp. 2833–2841, 2013, doi: 10.1109/TIE.2012.2208437.
- [96] M. E. Hossain, “Low voltage ride-through capability improvement methods for DFIG based wind farm,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 550–561, 2018, doi: 10.1016/j.jesit.2017.12.002.
- [97] A. Arasteh, L. Zeni, and N. A. Cutululis, “Fault ride through capability of grid forming wind turbines: A comparison of three control schemes,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 16, no. 9, pp. 1866–1881, 2022, doi: 10.1049/rpg2.12464.
- [98] J. Castro Martínez, J. L. Rodríguez, S. Arnaltes G, and J. Alonso-Martínez, “Grid-forming control of doubly-fed induction generators based on the rotor flux orientation,” *Renew. Energy*, vol. 207, no. September 2022, pp. 162–176, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.02.133.
- [99] B. Wu, *High-power converters and AC drives*. 2005.
- [100] Y. Chang, J. Mahseredjian, I. Kocar, and U. Karaagac, “Analytical characterization of DFIG response to asymmetrical voltage dips for efficient design,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 211, no. July, p. 108553, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108553.
- [101] F. Blaabjerg, *Control of Power Electronic Converters and Systems*. 2021.
- [102] H. Ravindra, M. Omar Faruque, K. Schoder, M. Steurer, P. McLaren, and R. Meeker, “Dynamic interactions between distribution network voltage regulators for large and distributed PV plants,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 1–8, 2012, doi: 10.1109/TDC.2012.6281599.

- [103] J. Dolado Fernández, J. Eloy-García, S. Arnaltes, and J. L. Rodríguez-Amenedo, “Sequence Control Strategy for Grid-Forming Voltage Source Converters Based on the Virtual-Flux Orientation under Balanced and Unbalanced Faults,” *Energies*, vol. 16, no. 7, 2023, doi: 10.3390/en16073056.
- [104] M. Edrah, K. L. Lo, and O. Anaya-Lara, “Reactive power control of DFIG wind turbines for power oscillation damping under a wide range of operating conditions,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 15, pp. 3777–3785, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.0132.
- [105] J. L. Domínguez-García, O. Gomis-Bellmunt, F. D. Bianchi, and A. Sumper, “Power oscillation damping supported by wind power: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4994–5006, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.063.
- [106] A. S. L. V. Tummala, “A robust composite wide area control of a DFIG wind energy system for damping inter-area oscillations,” *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 5, no. 1, pp. 28–32, 2020, doi: 10.1186/s41601-020-00170-y.
- [107] T. Surinkaew and I. Ngamroo, “Robust power oscillation damper design for DFIG-based wind turbine based on specified structure mixed H₂/H_∞ control,” *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 15–24, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.11.060.
- [108] J. Hu, Y. Lei, Y. Chi, and X. Tian, “Analysis on the inertia and the damping characteristics of DFIG under multiple working conditions based on the grid-forming control,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 591–604, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.09.200.
- [109] J. L. Rodríguez-Amenedo and S. A. Gomez, “Damping Low-Frequency Oscillations in Power Systems Using Grid-Forming Converters,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 158984–158997, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3130333.
- [110] P. W. M. A. P. Sauer, “*Power system dynamics and stability.*” Green St. Urbana Illinois, 1997.
- [111] RTDS technologies, “Página web RTDS.” <https://www.rtds.com/technology/> (accessed Jul. 08, 2023).
- [112] Y. Pang, Z. Xiang, and M.-C. Wong, “Comparison Between PSCAD and RTDS Hardware In-the-Loop Simulations System in Power Quality,” in *2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Dec. 2019, pp. 1–4, doi: 10.1109/APPEEC45492.2019.8994434.
- [113] Red Eléctrica de España, aelec, Grupo naturgy, cide, and aseme, “Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad,” 2021. [Online]. Available: <https://aelec.es/wp-content/uploads/2021/07/20210709-NTS-SEPE-v2.1.pdf>.