Departamento de Ingeniería Eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales

**Programa de Doctorado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
(R.D.99/2011)**

TESIS DOCTORAL

*Contribución de los aerogeneradores de velocidad variable al control
primario de frecuencia en sistemas de energía eléctrica.*

Autor: Danny Vinicio Ochoa Correa

Director: Sergio Martínez González

Madrid, junio de 2019.

Resumen

El inminente agotamiento de las reservas de combustible de origen fósil, la creciente preocupación por la preservación del medio ambiente y el constante incremento de las necesidades energéticas de la humanidad son algunos de los factores que han motivado el uso de fuentes de energía renovable para la producción de energía eléctrica en las últimas décadas. De las diversas alternativas disponibles para el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables no convencionales, la generación eólica se ha ido abriendo paso con mucha fuerza en el mercado de la generación eléctrica, a tal punto que, en la actualidad, ésta presenta un alto grado de participación en la conformación del mix energético de muchos sistemas eléctricos a nivel mundial y un elevado nivel de madurez tecnológica. De los distintos tipos de generadores eólicos disponibles comercialmente, aquellos que integran la familia de los aerogeneradores de velocidad variable son los que han venido acaparando la mayor atención, implementación y, por tanto, la mayor cuota del mercado mundial eólico, debido a su alta eficiencia, amplios rangos de operación y mejor adaptación a los cada vez más estrictos códigos de red en materia de su integración a los sistemas de energía eléctrica.

La filosofía de control de potencia implementada en este tipo de aerogeneradores faculta a la máquina a operar bajo diferentes regímenes de velocidad angular con el propósito de garantizar una conversión eficiente de la energía eólica incidente en la turbina en energía mecánica transferida al tren de transmisión. Por tanto, el nivel de potencia eléctrica despachada por el aerogenerador obedecerá a las consignas impuestas por sus sistemas de control internos, definidas en función del estado del recurso eólico primario disponible. Como consecuencia, su régimen rotativo estará desacoplado de la frecuencia de la red eléctrica, impidiendo el aprovechamiento directo de los recursos inerciales existentes por parte del sistema eléctrico, en detrimento de su estabilidad. Así, cuando el sistema experimenta una integración masiva de generadores eólicos en sustitución de la generación síncrona operativa, su capacidad de respuesta ante la aparición de perturbaciones causadas por cambios abruptos en el perfil de generación o de demanda eléctrica podría resultar insuficiente para garantizar el suministro eléctrico bajo niveles aceptables calidad. De esta premisa, surge la necesidad de dotar al aerogenerador de una respuesta inercial efectiva en beneficio de la red, ya que, en realidad, las características constructivas de esta máquina le confieren abundantes recursos inerciales en sus masas rotativas. En esta tesis doctoral se aborda la temática de la provisión del servicio complementario de control de frecuencia en un sistema de energía eléctrica por parte de un aerogenerador de velocidad variable. Para ello se presenta, en primera instancia, un análisis teórico exhaustivo de la operación un sistema eléctrico dentro del horizonte temporal abarcado por las acciones de control primario de frecuencia. Se estudia la respuesta inercial y el proceso de regulación de frecuencia de los generadores síncronos convencionales ante la aparición de perturbaciones de potencia y, además, se discute cómo la integración masiva de aerogeneradores puede afectar la efectividad de estas dos características. Toda la base teórica expuesta conduce a la justificación de que para el rango temporal considerado es posible representar la dinámica del sistema mediante el enfoque simplificado del esquema de control primario de frecuencia. Luego, con el objeto de disponer de las herramientas analíticas necesarias para el estudio de un sistema eléctrico de potencia con una integración importante de generación eólica, uno de los aportes preliminares de este trabajo es el desarrollo de un modelo matemático simplificado de aerogenerador de velocidad variable concebido expresamente para la realización de los estudios sobre los cuales se enfoca esta investigación. Este proceso de modelación describe de forma secuencial la representación matemática de cada uno de sus componentes y justifica, en cada caso, las simplificaciones realizadas. A continuación, se evalúa la exactitud numérica del modelo desarrollado mediante la comparación de los resultados obtenidos con aquellos que resultan de la utilización de un modelo comercial mucho más completo dentro de un entorno de simulación por ordenador.

En la parte medular del informe se presenta el marco conceptual que conduce al planteamiento de las dos contribuciones científicas aportadas por esta tesis doctoral, las cuales, están pensadas para hacer factible la participación de los aerogeneradores en las tareas de control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia en colaboración con la generación síncrona operativa. Dichas soluciones están concebidas para su implementación en los sistemas de control de los aerogeneradores de velocidad variable y están basadas en el aprovechamiento de las capacidades y recursos físicos inherentes a la construcción y operación de la máquina, sin que sea necesaria la incorporación de equipamiento adicional para la consecución de sus objetivos.

En primera instancia, se expone el concepto de inercia virtual y su aplicabilidad en aerogeneradores de velocidad variable. Además, en esta parte del trabajo se presenta una técnica novedosa ideada para regular la potencia activa despachada por el aerogenerador mediante el desplazamiento de la curva de seguimiento del punto de máxima potencia, la cual permite implementar una determinada acción correctiva teórica con un alto grado de efectividad respecto al enfoque tradicional presentado de forma recurrente en la literatura. A continuación, se explora más a fondo el concepto de inercia virtual y, mediante la aplicación de la técnica antes descrita, se propone una estrategia de control diseñada para dotar al aerogenerador de una respuesta inercial efectiva y para habilitar su participación en las tareas de control primario de frecuencia. El planteamiento teórico de esta primera propuesta deriva en la obtención de una función de control cuyo objetivo es producir cambios en la potencia activa de salida del aerogenerador según sea el estado temporal de dos variables del sistema eléctrico: el desvío de la frecuencia y la tasa de variación de la frecuencia con respecto al tiempo. Por tanto, se espera que la implementación de esta característica en el sistema de control de un aerogenerador contribuya al mejoramiento de la respuesta inercial del sistema y al sostenimiento de la frecuencia en caso de contingencia.

Ahora bien, con el propósito de ampliar las prestaciones de esta estrategia de control y de no limitar su actuación únicamente ante situaciones de contingencia en la red, se plantea una segunda propuesta que explota la habilidad del aerogenerador para regular la potencia eólica capturada por la turbina mediante la orientación controlada de sus palas. La combinación de esta acción de control con aquella brindada por el método basado en el concepto de inercia virtual permite el planteamiento teórico de esta nueva estrategia de control con la que se busca reducir las excursiones de la frecuencia de la red ocasionadas por la integración de la potencia eólica fluctuante bajo condiciones normales de operación. Esta segunda propuesta incorpora, además, una característica pensada para incrementar la cantidad de energía cinética almacenada en las masas rotativas del aerogenerador y, al mismo tiempo, para reducir el vertido eólico asociado a la manipulación continuada del ángulo de paso de pala.

En la parte final de la tesis, se evalúa la efectividad de las acciones de control ofrecidas por las dos propuestas sobre un banco de pruebas implementado en un entorno de simulación por ordenador, en el cual, se toman en consideración distintas características constitutivas y operativas de los sistemas eléctricos representados. Los resultados obtenidos en las simulaciones en el dominio del tiempo revelan que, para los diferentes escenarios operativos contemplados, la implementación de las soluciones tecnológicas aportadas por esta tesis doctoral contribuye al mejoramiento de las características inerciales de un sistema eléctrico caracterizado por una presencia significativa de aerogeneradores de velocidad variable, tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia.

Palabras claves: aerogenerador de velocidad variable; control primario de frecuencia; inercia virtual; integración de la generación eólica; respuesta inercial; servicios complementarios.

Abstract

The imminent depletion of fossil fuel reserves, the growing concern for environmental issues and the sustained increase in the energy needs of humanity are some of the factors that have strongly motivated the use of renewable energy sources for production of electricity in recent decades. Of the various alternatives for the use of non-conventional renewable energy resources available today, wind energy has been acquiring a high prominence within the power generation market, to such an extent that, at present, it has a very important role in the electricity mix of many power systems worldwide. Of the different types of commercial wind turbines available, those that make up the family of variable-speed wind turbines have received the greatest attention, implementation and, therefore, the largest share of the global wind market, due to their high efficiency, wide range of operation and better adaptation to the ever stricter grid codes that regulate their integration into the power system.

The control philosophy implemented in this type of wind turbines empowers the machine to work under a wide range of rotor speeds in order to guarantee an efficient conversion of the wind energy incident to the turbine into mechanical energy transferred to the drivetrain. Therefore, the output active power level offered by the wind turbine will only obey to the set-point imposed by its internal control system according to the existing wind speed conditions. Consequently, there is a decoupling between the rotating regime of the machine and the grid frequency, disabling the direct use of existing wind turbine inertial resources by the power system. Thus, when the power system experiences a massive integration of wind turbines in substitution of conventional synchronous generators, its ability to deal with the presence of disturbances caused by abrupt changes in the generation or electrical demand profiles could be insufficient to ensure a power supply under acceptable quality levels. From this background and, by considering that the constructive characteristics of this machine grant it abundant inertial resources in its rotating masses, the need to provide the wind turbine with an effective inertial response for the benefit of the grid stability emerges.

This PhD thesis deals with the provision of the ancillary service of frequency control by a variable-speed wind turbine in a power system. First, a comprehensive theoretical analysis of the power system operation within the time frame where the primary frequency control actions take place is presented in this report. Both, the inertial response and the frequency support provided by conventional synchronous generators during the occurrence of disturbances are studied, and, furthermore, it is discussed how the high penetration of wind turbines can affect the effectiveness of these two actions. At this point, all the theoretical basis presented leads to justify that, for the time frame of interest, it is possible to achieve a simplified representation of the dynamics of the power system by the load frequency control scheme approach. Then, in order to have all the necessary analytical tools for the study of a power system with a significant participation of wind energy, a preliminary contribution of this work is the development of a simplified electromechanical model of a variable-speed wind turbine devised to be used in the studies that this research focuses on. The proposed modeling process describes sequentially the representation of each wind turbine component and justifies, in each case, the simplifications introduced. Next, the numerical accuracy of the developed model is evaluated by comparing the results obtained with those provided by a more complete model available in the digital library of a commercial simulation tool.

The central part of this report is devoted to present the theoretical framework on which the two scientific contributions proposed in this PhD thesis are based. These solutions are designed to be implemented in the wind turbine control systems by taking advantage of the own physical resources and capabilities of the machine, hence, the addition of auxiliary equipment is not

necessary to achieve the desired control objectives. In the first instance, the concept of virtual inertia and its applicability in variable-speed wind turbines is explained. Then, a novel technique devised to produce changes in the active power set-point of the wind turbine by means of the shifting of the maximum power point tracking curve is presented. At this part of the work, it is demonstrated that this procedure allows to implement a specific theoretical corrective action with a high degree of accuracy regarding to the traditional approach commonly presented in literature. Next, the concept of virtual inertia is further explored and, through the application of the technique previously introduced, a control strategy conceived to provide the wind turbine with an effective inertial response and for enabling its participation in the primary frequency control tasks is proposed as a first solution. From this theoretical approach, a control function is obtained, which regulates the active power supplied by the wind turbine according to the status of two variables of the power system: the frequency deviation and the rate of change of frequency. Therefore, it is expected that the implementation of this strategy contribute to the improvement of the inertial response of the power system and to the frequency recovery process in case of contingency.

Now, in order to extend the benefits offered by the control strategy described before and not to limit its action to facing contingency events in the power system, a second solution, that exploits the wind turbine ability for regulating the captured wind power by acting on the blade pitch angle, is proposed at this point. The combined action of this characteristic with that provided by the virtual inertia-based method constitutes the basis of this new control strategy, which it is intended to reduce the grid-frequency excursions caused by the injection of a fluctuating wind power under normal operating conditions. This proposal also incorporates a feature designed to increase the amount of kinetic energy stored in the rotating masses of the wind turbine for a more effective fast-frequency response and, at the same time, to reduce the wind energy waste associated to the continuous pitch de-loading process experienced by the turbine.

In the final part of the thesis, a study of the effectiveness of both proposals after being implemented in the system controllers of a wind turbine is performed. This study is carried out in a test-bench implemented in a simulation environment, in which several constitutive and operative characteristics of power systems have been taken into account. The results obtained in the time-domain simulations reveal that, for the different operative scenarios considered in the study, the implementation of both contributions of this PhD thesis leads to the improvement of the inertial characteristics of a high wind penetrated power system, either under normal operating conditions or in case of contingency.

Keywords: ancillary services; inertial response; primary frequency control; variable-speed wind turbine; virtual inertia; wind power integration.

Agradecimientos

El desarrollo de la presente tesis doctoral ha sido posible gracias a la valiosa contribución de las siguientes instituciones y personas:

Al Gobierno de la República del Ecuador que por intermedio de la Secretaría de Educación Superior Ciencia, Tecnología e Innovación (SENESCYT), beca N° 2015-AR6C5141, ha hecho factible la realización de los estudios de doctorado del cual se deriva esta tesis doctoral.

A las empresas eléctricas ELECGALÁPAGOS S.A. y EOLICSA¹ por proveer toda la información concerniente al estado constructivo y operativo del sistema eléctrico eólico-diésel de la isla San Cristóbal, Galápagos-Ecuador, los cuales, han resultado ser de gran utilidad para el planteamiento y ejecución de uno de los casos de estudio presentados en este reporte.

Al Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca-Ecuador, por haber concedido al doctorando la oportunidad de realizar una estancia de investigación durante un breve periodo de su etapa formativa.

A Sergio Martínez González, director de la tesis doctoral, por su incondicional apoyo y guía durante el desarrollo de todo el proyecto.

A familiares y amigos, por haber sido el soporte anímico y motivacional necesario para afrontar el largo pero gratificante camino hacia la consecución de tan ansiado objetivo profesional.

Danny Ochoa Correa
Madrid-España, junio de 2019.

¹ En el año 2016, la propiedad de las instalaciones y la responsabilidad de la operación del parque eólico San Cristóbal fueron transferidas a la empresa ELECGALÁPAGOS S.A.

Contenido

Resumen	I
Abstract	III
Agradecimientos	V
Contenido	VI
Índice de figuras	VIII
Índice de tablas	XI
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Antecedentes y justificación.	1
1.2. Objetivos de la tesis doctoral.	3
1.3. Estructura del informe de tesis doctoral.	4
Capítulo 2. Control de frecuencia en sistemas eléctricos	5
2.1. Introducción.	5
2.2. Control primario de frecuencia.	7
2.2.1. Respuesta inercial.	7
2.2.2. Actuación del controlador de velocidad.	13
2.2.3. Efecto de la constante de inercia de los generadores síncronos sobre la respuesta de la frecuencia del sistema.	19
Capítulo 3. Modelación del aerogenerador	24
3.1. El aerogenerador de velocidad variable	24
3.2. Convertidor del lado del rotor (RSC)	25
3.3. Modelo electromecánico del aerogenerador DFIG	28
3.3.1. Modelo de la turbina eólica	30
3.3.1.1. Coeficiente de potencia	31
3.3.1.2. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)	34
3.3.2. Modelo del sistema mecánico	36
3.3.3. Modelo del generador de inducción doblemente alimentado	39
3.3.4. Sistema de control de velocidad	40
3.3.5. Sistema de control de paso de pala	44
3.3.6. Validación del modelo	46
3.4. Incorporación del modelo electromecánico del AG-DFIG en el esquema de CPF.	48
Capítulo 4. Estrategias de control de frecuencia	52
4.1. Introducción.	52
4.2. Concepto de inercia virtual en un aerogenerador de velocidad variable	53
4.3. Desplazamiento de la curva MPPT para emular la respuesta inercial de un aerogenerador de velocidad variable	59
4.4. PROPUESTA 1: Estrategia de control de frecuencia basada en el concepto de inercia virtual. ..	63
4.5. PROPUESTA 2: Estrategia de control de frecuencia basada en la acción combinada del concepto de inercia virtual y de la regulación del ángulo de paso de pala.	69
Capítulo 5. Casos de estudio	76
5.1. Introducción	76
5.2. Caso de estudio 1: Sistema eléctrico peninsular español	77
5.2.1. Generación hidráulica	79
5.2.2. Generación térmica a vapor	79
5.2.3. Generación térmica en ciclo combinado (Turbina de gas-vapor)	80
5.2.4. Generación eólica	81
5.2.5. Representación del sistema mediante el esquema CPF	82
5.2.6. Definición del caso base	83
5.2.7. Evaluación del método OPPT-extendido	88

5.2.8.	Evaluación del método OPPTe+CFAP-mejorado	95
5.3.	Caso de estudio 2: Sistema eléctrico insular de San Cristóbal	104
5.3.1.	Generación eólica	105
5.3.2.	Generación térmica diésel	110
5.3.3.	Representación del sistema mediante el esquema CPF	112
5.3.4.	Operación y control del SHSC.....	113
5.3.5.	Validación del modelo.....	114
5.3.6.	Definición del caso base	119
5.3.7.	Evaluación de las propuestas en condiciones normales de operación.....	123
5.3.7.1.	Implementación del método OPPT-extendido.....	124
5.3.7.2.	Implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado	125
5.3.8.	Evaluación de las propuestas en condiciones de contingencia	128
5.3.8.1.	Implementación del método OPPT-extendido.....	129
5.3.8.2.	Implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado	134
Capítulo 6.	Conclusiones, trabajos futuros y aportes científicos generados.	139
6.1.	Conclusiones.....	139
6.2.	Trabajos futuros	142
6.3.	Aportes científicos generados	144
Bibliografía.....		145

Índice de figuras

Figura 2.1. Generador eléctrico alimentando a una carga aislada.	5
Figura 2.2. Escala temporal de los fenómenos físicos involucrados en la operación y control de un SEP.	7
Figura 2.3. Modelo de un sistema multi-máquina con inyección de potencia en el nudo k	8
Figura 2.4. Sistema eléctrico de estudio.	11
Figura 2.5. Respuesta inercial de los generadores síncronos ante un aumento repentino de la carga.	13
Figura 2.6. Esquema básico controlador de velocidad accionamiento primario generador síncrono.	14
Figura 2.7. Respuesta de los generadores síncronos y de sus controladores de velocidad ante un incremento súbito de la carga.	15
Figura 2.8. Evolución de la velocidad angular de los generadores síncronos ante un incremento súbito de la carga.	16
Figura 2.9. Esquema de Control Primario de Frecuencia (CPF).	17
Figura 2.10. Respuesta del sistema ante un incremento repentino de la carga.	18
Figura 2.11. Efecto de la constante de inercia equivalente del sistema sobre la respuesta de la frecuencia.	19
Figura 2.12. Integración de generación eólica en el sistema eléctrico de estudio.	21
Figura 2.13. Respuesta del sistema ante un incremento súbito de la carga considerando la integración de generación eólica.	22
Figura 3.1. Configuración general de un AG-DFIG.	25
Figura 3.2. Esquema de control del convertidor del lado del rotor (RSC).	28
Figura 3.3. Estructura del modelo electromecánico simplificado y sus principales variables.	29
Figura 3.4. Coeficiente de potencia de la turbina eólica en función del ángulo de paso de pala.	32
Figura 3.5. Implementación del modelo de la turbina eólica.	32
Figura 3.6. Curvas $P-\omega$ de la turbina eólica.	33
Figura 3.7. Curvas $P-\omega$ de la turbina eólica con la característica MPPT.	34
Figura 3.9. Sistema mecánico del aerogenerador: a) componentes, b) modelo de dos masas.	36
Figura 3.10. Implementación del sistema mecánico del AG.	37
Figura 3.11. Respuesta en el dominio de la frecuencia de la función de transferencia $\omega_g(s)/T_t(s)$	38
Figura 3.12. Respuesta en el dominio de la frecuencia de la función de transferencia $\omega_g(s)/T_g(s)$	39
Figura 3.13. Representación del DFIG junto con el convertidor electrónico de potencia.	39
Figura 3.14. Sistema de control de velocidad.	40
Figura 3.15. Perfil eólico utilizado para la validación del modelo desarrollado.	41
Figura 3.16. Resultados de la simulación en el dominio del tiempo: a) Potencia activa, b) Error relativo de potencia.	42
Figura 3.17. Resultados de la simulación en el dominio del tiempo: a) Potencia mecánica vs. Potencia activa, b) Velocidad angular del conjunto turbina-generador.	43
Figura 3.18. Característica $P-\omega$ particularizada para el perfil eólico de la Figura 3.15	44
Figura 3.19. Controlador de paso de pala.	44
Figura 3.20. Resultados de la simulación en el dominio del tiempo: a) Potencia mecánica vs. Potencia activa, b) Velocidad angular del conjunto turbina-generador y c) Ángulo de paso de pala.	45
Figura 3.21. Modelo simplificado del AG-DFIG desarrollado.	46
Figura 3.22. Representación compacta del modelo simplificado desarrollado.	46
Figura 3.23. Diagrama unifilar del sistema de pruebas implementado en MATLAB/Simulink®.	47
Figura 3.24. Validación del modelo desarrollado.	48
Figura 3.25. Incorporación del modelo electromecánico del AG-DFIG en el esquema de CPF.	49
Figura 3.26. Respuesta del sistema ante un incremento súbito de la carga considerando la integración de generación eólica.	50
Figura 4.1. Características rotacionales de un aerogenerador de velocidad variable.	54
Figura 4.2. Coeficiente de inercia virtual de un aerogenerador de velocidad variable.	55
Figura 4.3. Lazo de control auxiliar agregado al controlador de velocidad del aerogenerador.	56
Figura 4.4. Variables de entrada y salida del modelo.	56
Figura 4.5. Generación de la señal de prueba.	57
Figura 4.6. Señal de prueba aplicada al modelo del aerogenerador.	57
Figura 4.7. Dinámica de las variables del aerogenerador: a) desvío de potencia establecido por el lazo auxiliar de control, b) señal de consigna de potencia activa de salida MPPT, c) velocidad angular del conjunto turbina-generador, d) señal de consigna de potencia activa de salida resultante y aplicada al controlador de velocidad del aerogenerador.	58

Figura 4.8. Comparación respuesta teórica esperada y la respuesta obtenida a la salida del AG.....	59
Figura 4.9. Mecánica del desplazamiento de la curva MPPT.....	60
Figura 4.10. Esquema de regulación de potencia mediante el desplazamiento de la curva MPPT.	61
Figura 4.11. Dinámica de las variables del aerogenerador: a) desvío de potencia teórico para emulación de respuesta inercial, b) señal de consigna de potencia activa de salida MPPT, c) velocidad angular del rotor, d) factor de optimización de la curva MPPT.	62
Figura 4.12. Comparación respuesta teórica esperada y la respuesta obtenida a la salida del AG mediante los dos enfoques contrastados.	63
Figura 4.13. Evolución de las variables de interés en un estudio de control de frecuencia.....	64
Figura 4.14. Mecánica del método OPPT-extendido.	65
Figura 4.15. Esquema de implementación del método OPPT-extendido.	68
Figura 4.16. Diagrama de flujo para el cálculo de la velocidad inicial, ω_{g0}	68
Figura 4.17. Controlador de frecuencia mediante regulación del ángulo de paso de pala (CFAP).	70
Figura 4.18. Proceso de descarga de la turbina eólica.	71
Figura 4.19. Combinación de los métodos OPPTe y CFAP.	72
Figura 4.20. Mecánica del método OPPTe+CAFP-mejorado.	73
Figura 4.21. Coeficiente de potencia de la turbina para distintos niveles de descarga.	73
Figura 4.22. Proceso de cálculo de $K_{opt}(\beta)$	74
Figura 4.23. Esquema de implementación del método EOPPT+CFAP-mejorado.	75
Figura 5.1. Estructura de la potencia instalada en el SPE a febrero de 2019.....	77
Figura 5.2. Cobertura anual de la demanda por tecnología de generación en el SPE a febrero de 2019.	78
Figura 5.3. Esquema simplificado de una turbina hidráulica con control de velocidad.....	79
Figura 5.4. Esquema simplificado de una turbina de vapor con control de velocidad.	80
Figura 5.6. Modelo de AG-DFIG con incrementos de potencia activa en su salida.	82
Figura 5.7. Esquema de CPF del sistema en estudio.	83
Figura 5.8. Cobertura de la demanda por tecnología de generación para el caso base.	85
Figura 5.9. Dinámica de la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo (caso base): a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.	87
Figura 5.10. Dinámica de la potencia de salida por tecnología de generación (caso base): a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.	88
Figura 5.11. Dinámica de la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo con la aplicación del método OPPT-extendido en los aerogeneradores: a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia. ...	89
Figura 5.12. Dinámica de la potencia de salida por tecnología de generación (aplicación del método OPPT-extendido): a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.	90
Figura 5.13. Dinámica de las variables del AG-DFIG: a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.....	92
Figura 5.14. Mecánica del método OPPT-extendido ($v = 9.6$ m/s).	92
Figura 5.15. Rendimiento del método OPPT-extendido ante diferentes condiciones eólicas.	93
Figura 5.16. Mecánica del método OPPT-extendido en condiciones eólicas extremas.	94
Figura 5.17. Diagrama de flujo para el cálculo numérico de la constante $K_{opt}(\beta)$	97
Figura 5.18. Resultados del proceso de evaluación numérica de $K_{opt}(\beta)$: a) K_{opt} vs β , b) Curva P- ω	97
Figura 5.19. Dinámica de la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo con la aplicación del método: a) OPPT-extendido, b) CFAP, c) OPPTe+CFAP y d) OPPTe+CFAP con el desplazamiento mejorado de la curva MPPT.....	99
Figura 5.20. Resultados de la aplicación de los métodos de control de frecuencia evaluados: a) dinámica de la frecuencia de la red, b) dinámica de la tasa de variación de la frecuencia.	100
Figura 5.21. Dinámica de las variables del AG-DFIG con la aplicación de los métodos evaluados: a) potencia activa generada, b) velocidad angular del eje, c) ángulo de paso de pala, d) coeficiente de potencia.	102
Figura 5.22. Rendimiento de los métodos estudiados ante diferentes condiciones eólicas: a) desvío máximo de frecuencia, b) tasa máxima de variación de la frecuencia.....	103
Figura 5.23. Diagrama unifilar del sistema eólico-diésel de la isla San Cristóbal.....	105
Figura 5.24. Esquema general del aerogenerador de velocidad variable instalado en el SHSC.	106
Figura 5.25. Curva potencia-velocidad del aerogenerador MADE AE-59.....	107
Figura 5.26. Características P- ω particularizadas para el aerogenerador MADE AE-59.	108
Figura 5.27. Curva potencia-velocidad obtenida mediante el modelo de turbina eólica empleado.	108
Figura 5.28. Modelo electromecánico del aerogenerador MADE A-59.....	109
Figura 5.29. Esquema general de la unidad de generación diésel.	111
Figura 5.30. Modelo simplificado de la unidad de generación diésel.	111

Figura 5.31. Esquema de control primario de frecuencia del SHSC.....	112
Figura 5.32. Estructura del controlador del parque eólico.....	114
Figura 5.33. Registros obtenidos en el sistema eléctrico real: a) potencia activa, b) frecuencia.....	115
Figura 5.34. Representación agregada de la central diésel.....	116
Figura 5.35. Proceso de sintonización del controlador PI de la central diésel.....	117
Figura 5.36. Validación del modelo.....	118
Figura 5.37. Perfil eólico registrado en el parque eólico San Cristóbal.....	120
Figura 5.38. Potencia eólica generada: a) aerogeneradores, b) parque eólico.....	121
Figura 5.39. Potencia generada: a) parque eólico, b) central diésel.....	121
Figura 5.40. Dinámica de la frecuencia del sistema.....	122
Figura 5.41. Producción del parque eólico en el SHSC bajo condiciones normales de operación.....	123
Figura 5.42. Resultados aplicación del OPPT-extendido.....	125
Figura 5.43. Comparación de los resultados: perspectiva del sistema.....	126
Figura 5.44. Dinámica de las variables del aerogenerador: a) coeficiente de potencia, b) velocidad angular y c) ángulo de paso de pala.....	127
Figura 5.45. Energía producida por el parque eólico.....	128
Figura 5.46. Producción del parque eólico (caso base).....	128
Figura 5.47. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido (Caso P).....	130
Figura 5.48. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido (Caso N).....	131
Figura 5.49. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido (Caso M).....	133
Figura 5.50. Resultados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso P).....	135
Figura 5.51. Resultados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso N).....	136
Figura 5.52. Resultados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso M).....	137
Figura 5.53. Resumen de resultados obtenidos con la aplicación de los métodos evaluados.....	138

Índice de tablas

Tabla 2.1. Descripción fenómenos físicos involucrados respuesta inercial de los generadores síncronos.	9
Tabla 2.2. Datos técnicos del generador síncrono.....	11
Tabla 2.3. Datos técnicos del transformador.	11
Tabla 2.4. Datos técnicos del modelo de línea de transporte.	12
Tabla 2.5. Respuesta de la frecuencia del sistema.	18
Tabla 2.6. Recursos inerciales mínimos para una adecuada respuesta de la frecuencia del sistema.....	20
Tabla 2.7. Datos técnicos del transformador T_{AG1}	21
Tabla 2.8. Condiciones iniciales aplicadas al modelo del AG-DFIG ($v = 9.6$ m/s).	21
Tabla 2.9. Respuesta de la frecuencia del sistema considerando la integración de generación eólica.	23
Tabla 3.1. Parámetros de la turbina eólica del AG-DFIG (1.5MW, 50Hz) de General Electric.	31
Tabla 3.2. Límites operativos de la turbina eólica del modelo comercial de referencia.	35
Tabla 3.3. Parámetros del sistema mecánico del modelo comercial del AG-DFIG.	37
Tabla 3.4. Parámetros del controlador de velocidad del modelo comercial del AG-DFIG.....	40
Tabla 3.5. Condiciones iniciales aplicadas al modelo del AG-DFIG desarrollado.	41
Tabla 3.6. Parámetros típicos del controlador de paso de pala.....	45
Tabla 3.7. Datos técnicos del transformador T_1	47
Tabla 3.8. Datos técnicos del transformador T_{AG1}	47
Tabla 3.9. Datos técnicos del modelo de línea de transporte.	47
Tabla 3.10. Respuesta de la frecuencia del sistema considerando la integración de generación eólica.	51
Tabla 4.1. Recursos inerciales típicos de algunas tecnologías de generación eléctrica.	52
Tabla 4.2. Valores asignados a los parámetros del modelo de prueba.	57
Tabla 5.1. Parámetros asignados controladores de velocidad tecnologías de generación consideradas.	81
Tabla 5.2. Parámetros asignados al modelo simplificado del AG-DFIG	82
Tabla 5.3. Valores típicos de la constante de inercia por tecnologías.	84
Tabla 5.4. Selección de la constante de inercia para las tecnologías consideradas.....	84
Tabla 5.5. Cobertura de la demanda del día 01/01/2019 a las 05H50.	84
Tabla 5.6. Resultados del caso base ante un evento de sub-frecuencia.	87
Tabla 5.7. Resultados del caso base ante un evento de sobre-frecuencia.	87
Tabla 5.8. Valores asignados a los parámetros del método OPPT-extendido.....	88
Tabla 5.9. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sub-frecuencia.	90
Tabla 5.10. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sobre-frecuencia.	90
Tabla 5.11. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sub-frecuencia para diferentes condiciones eólicas.	93
Tabla 5.12. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sobre-frecuencia para diferentes condiciones eólicas.	93
Tabla 5.13. Valores asignados a los parámetros del método CFAP.	95
Tabla 5.14. Resultados de la aplicación de las estrategias de control de frecuencia aplicadas al AG-DFIG ante un evento de sobre-frecuencia.....	100
Tabla 5.15. Datos de placa del aerogenerador MADE A-59.....	106
Tabla 5.16. Valores asignados a los parámetros del modelo del aerogenerador MADE A-59.	110
Tabla 5.17. Características del generador diésel.	111
Tabla 5.18. Valores parámetros del modelo simplificado de la unidad de generación diésel.	111
Tabla 5.19. Estado del SHSC en el instante previo a la contingencia.	115
Tabla 5.20. Contingencia inducida en el SHSC.....	119
Tabla 5.21. Potencia generada en el SHSC.....	119
Tabla 5.22. Potencia demandada en el SHSC.....	119
Tabla 5.23. Rangos de frecuencia admisibles en la operación de las unidades de generación.	122
Tabla 5.24. Operación del sistema en condiciones normales.	123
Tabla 5.25. Valores asignados a los parámetros del método OPPT-extendido.....	124
Tabla 5.26. Valores asignados a los parámetros del método OPPTe+CFAP-mejorado.	125
Tabla 5.27. Resumen de los resultados obtenidos en la simulación.	128

Capítulo 1. Introducción

1.1. Antecedentes y justificación.

La energía eléctrica se ha ido abriendo paso para llegar a constituir un factor decisivo para el desarrollo de un país o región, a tal punto que, en los últimos tiempos, se ha convertido en una materia de alta prioridad y de profundo debate para los gobiernos a nivel mundial. Prácticamente desde el nacimiento de la industria eléctrica, a finales del siglo XIX, la producción de energía eléctrica ha estado basada mayoritariamente en el aprovechamiento de recursos naturales de origen fósil, principalmente: petróleo, gas y carbón [1]. A lo largo de la historia, este modelo de explotación ha permitido satisfacer exitosamente las necesidades energéticas de la humanidad, las cuales se encuentran en un constante crecimiento motivado por factores como la demografía, la economía global y el grado de industrialización [2]. Sin embargo, en las últimas décadas, ha surgido una profunda preocupación por este modelo de explotación tradicional, pues se ha demostrado que el uso de hidrocarburos para la generación de electricidad constituye una de las principales causas del problema del cambio climático mundial, como consecuencia de la emisión de gases de efecto invernadero hacia la atmósfera [3,4]. Esto, sumado al hecho de que las limitadas reservas de combustible de origen fósil son utilizadas a un ritmo desenfrenado en el desarrollo de las diferentes actividades humanas, lleva a la conclusión de que este paradigma clásico de explotación resulta, a fines prácticos, insostenible. Esta situación ha motivado a que se consideren otras fuentes primarias de energía para conformar el mix de generación eléctrica tradicional de un determinado país o región. En este sentido, el aprovechamiento de recursos energéticos renovables no convencionales de distintas fuentes como, por ejemplo: solar, eólica, geotermia y biomasa, se ha ido abriendo con paso firme, habiendo alcanzado a estos días una importante capacidad instalada en los sistemas eléctricos a nivel mundial y un avanzado grado de madurez tecnológica. De los ejemplos de fuentes de energía renovables no convencionales aquí enumerados, las tecnologías más aprovechadas hoy en día para aplicaciones de generación eléctrica son la eólica y la solar [5,6]. De estas dos, la producción de energía eléctrica basada en el aprovechamiento del viento es la que lidera las preferencias de implantación medida en términos de la capacidad instalada en sistemas de todo el mundo, tal y como lo revela la información publicada por la Agencia Internacional de la Energía en [7]. Entre los factores más destacables que han motivado la predilección de la tecnología de generación eólica sobre la solar se encuentran: la disponibilidad anual del recurso, la eficiencia en la conversión energética, las áreas geográficas requeridas para su explotación, la flexibilidad para adaptarse a los requerimientos de la red eléctrica, entre otros. Sin embargo, la naturaleza variable del viento y la incertidumbre asociada a su predicción hacen de la generación eólica una entidad compleja de gestionar en comparación con la generación síncrona convencional, dificultando, en cierta medida, su incorporación en un sistema eléctrico de potencia. Cuando la participación de la generación eólica alcanza niveles significativos, el operador del sistema tiene que lidiar con una serie de nuevos desafíos en su esfuerzo por garantizar los estándares de calidad, estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico [8,9]. En los últimos años, el interés de la comunidad científica en el ámbito del estudio de los impactos de la integración masiva de generación eólica en la red eléctrica ha estado centrado en aspectos tales como: la operación y el control del sistema, la programación del despacho y el mercado eléctrico [10–13]. A su vez, en lo que respecta a la operación y el control del sistema, aquellos tópicos relacionados con la estabilidad y el control de frecuencia han sido los que han venido acaparando la mayor atención en la literatura [14–19].

Ahora bien, entrando brevemente en materia de estos dos últimos temas, uno de los parámetros más importantes para definir la robustez de un sistema eléctrico de potencia, entendida como la capacidad que tiene el sistema para mantener unos índices adecuados de calidad y continuidad del servicio eléctrico ante la presencia de perturbaciones de diversa índole, la constituye su constante de inercia equivalente. Esto se debe a que los recursos inerciales ofrecidos por las masas

rotativas de los generadores síncronos y de sus respectivos accionamientos primarios determinan la respuesta inmediata de la frecuencia de la red ante la aparición de desequilibrios entre la potencia generada y la potencia demandada, mediante la inyección o absorción de energía cinética hacia o desde la red para contrarrestar dicha descompensación de potencias. Esta respuesta inercial se manifiesta de forma natural y se presenta incluso antes de que los mecanismos de control de frecuencia tomen las riendas de las acciones correctivas en el sistema. Sin embargo, cuando el sistema empieza a experimentar una penetración considerable de generadores eólicos en sustitución de la generación síncrona operativa, la respuesta inercial resultante puede verse seriamente perjudicada. Ante esta situación, la capacidad de respuesta del sistema ante eventos de frecuencia causados por cambios abruptos en el perfil de generación o de demanda eléctrica podría resultar insuficiente para garantizar un suministro eléctrico con niveles aceptables calidad [20,21]. La razón de que los generadores eólicos o aerogeneradores no contribuyan a la inercia equivalente síncrona del sistema es su divergencia en cuanto al modo de funcionamiento respecto a los generadores síncronos convencionales. A diferencia de un generador síncrono conectado directamente a la red, el régimen rotacional de un aerogenerador moderno no está impuesto por la frecuencia del sistema eléctrico y, por tanto, presenta la habilidad de variar su velocidad angular en función de la disponibilidad del recurso energético primario, con el objetivo de garantizar la mayor eficiencia en la conversión de energía eólica-mecánica en la turbina. Como consecuencia, el régimen rotativo de esta máquina se encuentra desacoplado de la frecuencia de la red trifásica y, por tanto, sus recursos inerciales no pueden ser aprovechados de forma directa por esta última. Este modo de operación no síncrono ha dado lugar a que el aerogenerador de velocidad variable reciba un tratamiento distinto en los estudios de estabilidad y control de frecuencia tradicionales.

En las últimas décadas, los códigos de red vigentes en varios sistemas eléctricos de potencia que presentan índices elevados de participación de generación eólica instan a los aerogeneradores de velocidad variable a proveer un amplio rango de servicios complementarios, con el objeto de aminorar el impacto negativo derivado de su integración en la red [22–28]. Los servicios complementarios, entendidos como aquellas actividades que son necesarias para garantizar la operación segura y fiable del sistema eléctrico, tales como: la preservación de estabilidad del sistema, el control de frecuencia y de tensión en sus diferentes niveles jerárquicos, la provisión de un margen de reserva de potencia (reserva rodante), entre otras, son normalmente ofrecidos por la generación síncrona convencional [29,30]. En este sentido, se puede apelar a ciertas características constructivas y operativas de los aerogeneradores modernos como, por ejemplo, su capacidad de limitar la potencia eólica capturada por la turbina, los recursos inerciales disponibles y los sofisticados convertidores electrónicos de potencia incorporados, para encomendar a esta máquina el cumplimiento de un determinado número de servicios complementarios.

En la literatura se puede encontrar un gran número de contribuciones científicas que abordan la temática de la provisión de servicios complementarios por parte de los aerogeneradores de velocidad variable, las cuales están basadas en la adición de nuevos lazos de control en los complejos sistemas de regulación de potencia implementados en estas máquinas. Por ejemplo, en [16,31–34] se estudia el impacto de la integración de la generación eólica sobre la estabilidad del sistema y se muestra cómo la implementación de estrategias de control adicionales conduce a mitigar estos efectos, incluso mejorando las prestaciones que se obtendrían con un generador síncrono convencional. Además, trabajos propuestos en [18,35–37], ofrecen soluciones que habilitan al aerogenerador a proveer el servicio complementario de control de frecuencia valiéndose de los propios recursos disponibles en la máquina, como, por ejemplo, la energía cinética almacenada en sus masas rotativas y la capacidad de limitación de la potencia eólica capturada mediante la orientación controlada de sus palas. De forma complementaria, investigaciones reportadas en [20,38–43] muestran que es posible aumentar la efectividad

brindada por el aerogenerador en la prestación de este servicio complementario mediante la utilización de equipos de almacenamiento energético adicionales, tales como: baterías electroquímicas, ultra-condensadores, súper-conductores y volantes de inercia. Por otra parte, en lo que concierne al control de tensión, en [44–48] se proponen novedosas técnicas de control auxiliares que le otorgan al aerogenerador la posibilidad de participar de forma activa en el proceso de regulación de la tensión en el punto de conexión a la red, con los consecuentes beneficios para el sistema. Por último, las filosofías de control propuestas en [12,49–52], están pensadas para asignar y garantizar un determinado margen de reserva rodante a la generación eólica, tal que permita dar respaldo a la red en situaciones de contingencia.

De la exposición anterior se infiere que en el último lustro la comunidad científica ha mostrado un gran interés en abordar la temática de la provisión de servicios complementarios por parte de los aerogeneradores de velocidad variable en sus diferentes frentes, predominando el número de contribuciones dedicadas al tratamiento del control de frecuencia. En función de esta realidad, se ha delimitado el alcance temático de esta tesis doctoral a fin de que las innovaciones científicas generadas contribuyan al estado del arte en el ámbito de la prestación del servicio complementario de control de frecuencia dentro del rango temporal en el que se manifiestan sus procesos más críticos: la respuesta inercial y el control primario de frecuencia. En este sentido, las soluciones tecnológicas aportadas por este trabajo de investigación están orientadas hacia el mejoramiento de las características inerciales de un sistema eléctrico de potencia con un alto grado de participación de generación eólica. Dichas soluciones están concebidas para su implementación en los sistemas de control de los aerogeneradores de velocidad variable y están basadas en el aprovechamiento de las capacidades y recursos físicos inherentes a la construcción y operación de la máquina, sin que sea necesaria la incorporación de equipamiento adicional para la consecución de los objetivos planteados.

1.2. Objetivos de la tesis doctoral.

El objetivo principal de esta tesis doctoral es la propuesta de nuevas estrategias de control para ser implementadas en los distintos controladores de un aerogenerador de velocidad variable con el propósito de propiciar su participación en las tareas de control primario de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia.

La consecución del objetivo principal está supeditada al cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

- Comprensión de la base teórica de los procesos electromagnéticos y mecánicos inherentes al funcionamiento de los agentes de generación convencional que conforman un sistema eléctrico de potencia en respuesta a la aparición de perturbaciones de potencia, dentro del horizonte temporal comprendido por el control primario de frecuencia.
- Desarrollo de un modelo matemático que permita representar la dinámica de ciertas variables de interés de un aerogenerador de velocidad variable dentro de un estudio de control primario de frecuencia.
- Propuesta de nuevas estrategias de control aplicadas a un aerogenerador de velocidad variable, tales que permitan garantizar una integración amigable con la red eléctrica, en términos de la provisión de soporte de frecuencia y de la reducción de las fluctuaciones de la potencia eólica inyectada, basadas en el aprovechamiento de los propios recursos del aerogenerador: la energía cinética almacenada en sus masas rotativas y la capacidad de limitación de la potencia eólica capturada que ofrece la orientación controlada de sus palas.
- Definición de la estructura y características de un sistema eléctrico de potencia de pruebas sobre el cual sea posible evaluar y validar las potenciales prestaciones ofrecidas

por las estrategias de control propuestas, considerando diferentes escenarios operativos en un entorno de simulación por ordenador.

1.3. Estructura del informe de tesis doctoral.

El contenido del presente informe de tesis está organizado de la siguiente manera:

En el Capítulo 2, se presenta un análisis teórico exhaustivo de la operación un sistema eléctrico de potencia dentro la ventana de tiempo que abarca las tareas de control primario de frecuencia. Concretamente, se estudia la respuesta inercial y la capacidad de regulación de frecuencia ofrecida por la generación síncrona convencional ante la aparición de perturbaciones de potencia en la red y, además, se discute cómo la integración masiva de aerogeneradores de velocidad variable puede afectar el desempeño de estas dos características. A continuación, en el Capítulo 3, se describe el procedimiento de modelación de un aerogenerador de velocidad variable concebido expresamente para la realización de los estudios sobre los cuales se enfoca esta investigación. La exactitud numérica del modelo desarrollado es evaluada al contrastar los resultados obtenidos con aquellos conseguidos mediante la utilización de un modelo mucho más completo disponible comercialmente. La parte medular del informe la constituye el Capítulo 4, que es en donde se presenta el marco conceptual que conduce al planteamiento de las dos contribuciones científicas aportadas por esta tesis doctoral. Las estrategias de control propuestas están pensadas para habilitar a los aerogeneradores de velocidad variable a participar activamente en las tareas de control de frecuencia dentro de un sistema eléctrico de potencia. Luego, la evaluación de la efectividad de estas propuestas sobre un banco de pruebas experimental implementado en un entorno de simulación por ordenador, en el cual se toman en consideración distintas características constitutivas y operativas de los sistemas eléctricos representados, se aborda en detalle en el Capítulo 5. Por último, en el Capítulo 6, se exponen las conclusiones más relevantes obtenidas durante el desarrollo de las diferentes fases del proyecto de tesis, se plantean los trabajos futuros que pueden derivarse de esta investigación y, finalmente, se enumeran las contribuciones científicas generadas.

Capítulo 2. Control de frecuencia en sistemas eléctricos

2.1. Introducción.

En un sistema eléctrico de potencia (SEP) en corriente alterna, la frecuencia de la onda de tensión característica (50 o 60 Hz) se encuentra impuesta por el régimen rotacional de la generación síncrona operativa, ω_r . En condiciones de régimen permanente, todos los generadores síncronos que conforman el sistema se encuentran girando a una velocidad angular tal que, al ser multiplicada por su respectivo número de pares de polos, p , producen un único valor de pulsación angular ($\omega_s = \omega_r \cdot p$). Por tanto, desde una perspectiva de la frecuencia ($f_s = \omega_s / (2\pi)$), todos los generadores se encuentran girando a una velocidad única, es decir, operan en sincronismo.

A su vez, en un SEP, el desvío de la frecuencia respecto de su valor nominal se encuentra estrechamente relacionado con la diferencia entre potencia generada y potencia demanda. Esta relación puede entenderse, de forma muy ilustrativa, al considerar un generador síncrono accionado por una turbina y alimentando a una carga eléctrica (**Figura 2.1**). Si se ignoran las pérdidas mecánicas y eléctricas, en régimen permanente, la potencia mecánica transmitida al eje del generador por parte de la turbina, P_m , es igual a la potencia eléctrica demandada en los bornes del generador, P_e . Si, de manera repentina, la potencia eléctrica consumida por la carga incrementa su valor, manteniendo inalterado el valor de la potencia mecánica ejercida por el accionamiento primario, este incremento de potencia demandada es asumido por el generador haciendo uso de la energía cinética almacenada en su rotor. Este gasto de energía cinética se traduce en una disminución de la velocidad de giro de la máquina con la consiguiente caída de la frecuencia.

Figura 2.1. Generador eléctrico alimentando a una carga aislada.

La dependencia del valor de la velocidad angular de un generador síncrono con respecto a la diferencia entre potencias generada y demandada se puede expresar de forma analítica por medio de la ecuación de oscilación de un generador síncrono [53]:

$$\Delta P_{m[\text{pu}]} - \Delta P_{e[\text{pu}]} = 2H_{[W \cdot s / VA]} \frac{d}{dt} \Delta \omega_{r[\text{pu}]} \quad (2.1)$$

Esta ecuación define la dinámica rotacional de un generador síncrono considerando pequeños desvíos de las variables respecto a su valor en régimen permanente. En ésta se puede comprobar que un desequilibrio de potencias en un generador se traduce en una variación de su velocidad angular, cuya tasa de variación está condicionada por la constante de inercia de sus masas rotativas, H .

En situaciones operativas reales, la potencia demandada en un SEP es cambiante por naturaleza debido a la conexión y desconexión de carga por parte de los consumidores. En casos excepcionales, la demanda podría experimentar variaciones súbitas causadas por eventos no programados, tales como: conexión/desconexión de importantes centros de consumo, disparo de dispositivos de protección en las centrales de generación, entre otros. Por tanto, es de esperar que este continuo desequilibrio de potencias se refleje en una dinámica muy cambiante de la frecuencia que podría conducir a la violación de ciertos márgenes de seguridad establecidos por

los códigos de red aplicables a los sistemas eléctricos, cuyo propósito es garantizar el suministro eléctrico bajo determinados estándares de calidad.

Partiendo del hecho de que la magnitud de la derivada en el dominio del tiempo de la velocidad angular del generador, también conocida como tasa de variación de frecuencia (ROCOF-*Rate of change of frequency*), va a depender de la magnitud del desequilibrio de potencias y de las características inerciales del generador síncrono, es preciso llevar a cabo ciertas acciones de control con el fin de compensar los incrementos/decrementos de potencia eléctrica mediante el ajuste de la potencia mecánica desarrollada por su accionamiento primario y con esto conseguir una evolución temporal de la frecuencia dentro de determinados límites y en torno a un valor nominal impuesto por el código de red. Estos procedimientos de control, denominados también como: control de potencia, control de frecuencia o control potencia-frecuencia, forman parte de los conocidos como servicios complementarios, que deberán aplicarse en un SEP con el objeto de garantizar la calidad, la seguridad y la continuidad del servicio eléctrico en términos de la frecuencia de la onda de tensión de suministro. El control de frecuencia se encuentra dividido en tres etapas jerárquicas [29]:

- **Control primario:** Con un tiempo de actuación de entre 2 y 20 segundos, es la acción de control más rápida dentro del proceso de control potencia-frecuencia. Se realiza de forma local en el generador y se compone, a su vez, de dos sub-etapas: respuesta inercial y actuación del controlador de velocidad.
En la primera sub-etapa, el desequilibrio entre potencia generada y demandada es inmediatamente asumido por los generadores síncronos, de forma natural, haciendo uso de la energía cinética almacenada en sus masas rotativas, lo que provoca un desvío de su velocidad de giro respecto de su valor nominal.
En la segunda sub-etapa, los controladores de velocidad de las máquinas síncronas detectan este desvío de velocidad y actúan sobre la potencia mecánica ejercida por su respectivo accionamiento primario con el objeto de restablecer el balance de potencias. Esta acción provoca que la frecuencia se establezca en un valor diferente al nominal, introduciendo, por tanto, un error de frecuencia. A este error se lo denomina en la literatura como error en estado cuasi estacionario.
- **Control secundario:** Esta etapa tiene como objetivo eliminar el error de frecuencia introducido por el control primario. Este procedimiento es llevado a cabo por un esquema de Control Automático de Generación (AGC-*Automatic Generation Control*), el cual reasigna las consignas de potencia activa a todos los generadores síncronos operativos para devolver a la frecuencia a su valor nominal o dentro de una banda de control establecida por el código de red. Se contempla un margen de actuación de entre 20 segundos y unos minutos.
- **Control terciario:** Durante esta tercera etapa, se reprograman las reservas rodantes a fin de preparar al sistema para atender a futuras contingencias. El tiempo de actuación de este proceso suele ser superior a los 10 minutos.

En la **Figura 2.2** se ilustra la escala temporal característica de los distintos procesos físicos involucrados en la operación y control de un SEP [54,55]. Debido a que los parámetros de mayor interés en un estudio de control de frecuencia: desvío máximo de frecuencia, tasa de variación de la frecuencia y desvío de frecuencia en estado cuasi estacionario (error de frecuencia), quedan definidos durante la primera fase del control primario de frecuencia (CPF), la investigación descrita en este trabajo se centra a analizar exclusivamente los fenómenos físicos que ocurren dentro del horizonte de tiempo correspondiente a esta primera etapa jerárquica del control potencia-frecuencia, tal y como se ha resaltado en la figura antes mencionada.

Figura 2.2. Escala temporal de los fenómenos físicos involucrados en la operación y control de un SEP.

2.2. Control primario de frecuencia.

2.2.1. Respuesta inercial.

En el momento en el que se introduce una pequeña perturbación en el sistema, causada por el cambio repentino en el valor de una inyección de potencia en cualquier nudo de un SEP, se produce un “evento de frecuencia”. La respuesta inercial de los generadores síncronos tras la aparición de esta perturbación constituye la primera sub-etapa del CPF. Esta respuesta, que presenta la máquina síncrona de forma natural, se hace evidente a partir del instante posterior a la aplicación de la perturbación ($t = 0$) hasta el momento en el que comienzan a actuar sus reguladores de velocidad (A partir de $t = T_d$). Dentro de este horizonte de tiempo, resulta de interés estudiar cómo se realiza el reparto inicial del desequilibrio de potencias entre los distintos generadores síncronos que conforman el sistema y, con esto, evaluar su efecto sobre las variaciones de sus respectivas velocidades.

Para plantear la formulación analítica necesaria, se recurre a la representación clásica de un sistema multi-máquina [56], la cual se ilustra en la **Figura 2.3**. Para tener una idea general de la mecánica de los fenómenos físicos inherentes a la escala temporal de interés, se introducirán ciertas simplificaciones en la formulación matemática con el objeto de facilitar su manejo analítico. Primero, se asume que la red eléctrica (líneas de transmisión, transformadores, equipos de compensación, etc.) puede ser reducida a una representación equivalente vista desde los nudos internos de los generadores (detrás de sus respectivas reactancias transitorias) hasta el nudo k (punto en el cual se introduce la perturbación). Este enfoque permite representar a los generadores síncronos como una fuente ideal de tensión en CA, cuyo valor de tensión tiene la forma fasorial: $\mathbf{E}_i = E_i e^{j\delta_i}$. Se considera, además, que la perturbación, ΔP_L , es de naturaleza resistiva y que es aplicada al sistema tras el cierre del interruptor ($t = 0$).

Figura 2.3. Modelo de un sistema multi-máquina con inyección de potencia en el nudo k .

La inyección de potencia activa en el nudo i por parte del i -ésimo generador, se encuentra determinada por la ecuación (2.2), en donde: $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ y $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$ denotan la diferencia entre los argumentos de las tensiones internas de los generadores i - j y la diferencia entre el argumento de la tensión del generador i con respecto al argumento de la tensión en el nudo k , respectivamente. $\mathbf{Y}$ es la matriz de admitancias nodales y G_{ij} y B_{ij} representan la conductancia y la susceptancia del elemento i - j de dicha matriz.

$$P_i = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i, k}}^n E_i E_j (B_{ij} \sin \delta_{ij} + G_{ij} \cos \delta_{ij}) + E_i V_k (B_{ik} \sin \delta_{ik} + G_{ik} \cos \delta_{ik}) \quad (2.2)$$

Si, además, se asume que el sistema presenta una relación X/R muy elevada, es posible despreciar en (2.2) aquellos términos que representan las conductancias, quedando finalmente:

$$P_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i, k}}^n E_i E_j B_{ij} \sin \delta_{ij} + E_i V_k B_{ik} \sin \delta_{ik} \quad (2.3)$$

Empleando un razonamiento similar, la inyección de potencia en el nudo k , puede cuantificarse por medio de la expresión:

$$P_k \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n V_k E_j B_{kj} \sin \delta_{kj} \quad (2.4)$$

Ahora bien, para evaluar el impacto inmediato de la aplicación de la perturbación en el sistema, se presentan las ecuaciones (2.5) y (2.6), las cuales han sido deducidas a partir de la linealización de las expresiones (2.3) y (2.4) en torno al punto de equilibrio en el instante previo al cierre del interruptor: $\delta_{ij}(t=0^-) = \delta_{ij0}$, $\delta_{ik}(t=0^-) = \delta_{ik0}$, $\delta_{kj}(t=0^-) = \delta_{kj0}$. ΔP_{ei} denota el incremento de la inyección de potencia activa del i -ésimo generador síncrono a la red, mientras que, la perturbación aplicada en el nudo k , ΔP_L , será considerada como una inyección de potencia con signo negativo debido a que, en este análisis, ésta representa la potencia demandada en el sistema. Los términos P_{Sij} , P_{Sik} y P_{Sjk} se conocen en la literatura como coeficientes de potencia sincronizante [56]. Nótese que, el operador sumatorio aplicado al término P_{Sjk} en (2.6) brinda una noción de la distancia eléctrica existente entre el generador j y el nudo de inyección de la perturbación k .

$$\Delta P_{ei} = \Delta P_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i, k}}^n \underbrace{(E_i E_j B_{ij} \cos \delta_{ij0})}_{P_{Sij}} \Delta \delta_{ij} + \underbrace{(E_i V_k B_{ik} \cos \delta_{ik0})}_{P_{Sik}} \Delta \delta_{ik} \quad (2.5)$$

$$\Delta P_L = -\Delta P_k = -\sum_{j=1}^n \underbrace{(V_k E_j B_{jk} \cos \delta_{jk0})}_{P_{sjk}} \Delta \delta_{jk} \quad (2.6)$$

Por otra parte, las tasas de variación tanto del desvío de la velocidad angular del i -ésimo generador síncrono como del desvío de su ángulo interno, pueden ser deducidas a partir de la ecuación (2.1), resultando:

$$\frac{d}{dt} \Delta \omega_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{mi} - \Delta P_{ei}) \quad (2.7)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta \delta_i = \Delta \omega_i \quad (2.8)$$

Por último, en estudios de estabilidad transitoria de sistemas multi-máquina, resulta conveniente representar la dinámica equivalente o promedio del sistema en términos tanto de la velocidad angular como del ángulo interno de cada una de las máquinas. Se introduce, por tanto, el concepto de “centro de inercia” del sistema [57], cuya definición se expresa en las ecuaciones (2.9) y (2.10).

$$\omega_{eq} = \bar{\omega} = \frac{\sum \omega_i H_i}{\sum H_i} \quad (2.9)$$

$$\delta_{eq} = \bar{\delta} = \frac{\sum \delta_i H_i}{\sum H_i} \quad (2.10)$$

A continuación, en la **Tabla 2.1**, se presenta la formulación y descripción de cada uno de los fenómenos físicos involucrados en la respuesta inercial de los generadores síncronos, obtenida mediante el manejo de las ecuaciones (2.3)-(2.10).

Tabla 2.1. Descripción de los fenómenos físicos involucrados en la respuesta inercial de los generadores síncronos.

1. Reparto inicial de potencias tras la perturbación ($t = 0^+$)	$\frac{d}{dt} \Delta \delta_i(0^+) = 0$	En instante en el que se introduce la perturbación, al cerrar el interruptor ilustrado en la Figura 2.3 , los valores de los ángulos internos de los generadores síncronos (2.8) no se modifican instantáneamente debido a la inercia del rotor.
	$\Delta \delta_k(0^+) = \frac{\Delta P_L}{\sum_{j=1}^n P_{sjk}}$	Sin embargo, al sustituir el resultado anterior en (2.6), se evidencia que existirá una variación en el argumento del fasor tensión en el nudo k , la cual, depende principalmente de la amplitud la perturbación introducida, ΔP_L .
	$\Delta P_{ei}(0^+) = \frac{P_{sik}}{\sum_{j=1}^n P_{sjk}} \Delta P_L$	Para determinar el reparto inicial del desvío de potencia de la perturbación, ΔP_L , entre los generadores del sistema, se sustituyen los resultados anteriores en (2.5). La ecuación resultante, muestra que este reparto se produce de manera natural e instantánea y aquellos generadores que se encuentren “eléctricamente” más cercanos al nudo k (cuya susceptancia nodal común, B_{ik} , es mayor) asumirán la mayor parte del reparto, independientemente de su inercia o capacidad.
	$\frac{d}{dt} \Delta \omega_i(0^+) = -\frac{1}{2H_i} \Delta P_{ei}(0^+)$	Considerando que en este instante aún no se produce la actuación del sistema de control de velocidad de los generadores, la potencia mecánica aplicada a sus ejes por parte del accionamiento primario se mantiene constante ($\Delta P_{mi}(0^+) = 0$). Al aplicar este criterio en (2.7), se comprueba que los generadores empezarán a acelerar o decelerar en función de sus constantes de inercia individuales y del reparto inicial del desvío de potencia explicado anteriormente.

2. Oscilaciones de potencia ($0 < t < T_a$)	$\frac{d}{dt} \Delta \delta_i(t) = \Delta \omega_i(t)$	Tras la perturbación, cada generador experimentará un cambio de velocidad ($\Delta \omega_i(t) \neq 0$) y, de acuerdo con (2.8), sus ángulos internos empezarán a presentar variaciones en función del tiempo.
	$\Delta \delta_k(t) = \frac{\Delta P_L}{\sum_{j=1}^n P_{Sjk}} + \frac{\sum_{j=1}^n P_{Sjk} \Delta \delta_j(t)}{\sum_{j=1}^n P_{Sjk}}$	A su vez, mediante el manejo de la ecuación (2.6), es posible determinar la variación temporal del argumento del fasor de tensión en el nudo k . En la expresión resultante se evidencia que este desvío es fuertemente dependiente de la amplitud de la perturbación y de los valores instantáneos de los ángulos internos de los n generadores síncronos operativos.
	$\Delta P_{ei}(t) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i,k}}^n P_{Sij} (\Delta \delta_i(t) - \Delta \delta_j(t)) + P_{Sik} (\Delta \delta_i(t) - \Delta \delta_k(t))$	La potencia activa suministrada por cada generador durante este periodo está representada por (2.5). Esta expresión refleja que el valor de la potencia activa desarrollada por el generador i dependerá de la diferencia existente entre su ángulo interno y los ángulos internos de los $n-1$ generadores restantes y el argumento de la tensión en el nudo k . Por tanto, es de esperar un comportamiento oscilatorio de las potencias como fruto del esfuerzo de los generadores por mantenerse sincronizados (<i>rotor swings</i>). Durante este proceso, los generadores asumen, en su conjunto, el valor de ΔP_L .
	$\frac{d}{dt} \Delta \omega_i(t) = -\frac{1}{2H_i} (\Delta P_{ei}(t) + D_i \Delta \omega_i(t))$	Ahora bien, de acuerdo con la ecuación (2.7), los generadores empezarán a acelerar/decelerar de forma oscilante como consecuencia de lo expuesto anteriormente. La tasa de cambio de velocidad de cada generador dependerá de la magnitud de la potencia activa suministrada y del valor de su constante de inercia individual. Por tanto, durante este periodo, el valor instantáneo de la frecuencia será distinta en los diferentes nudos de generación del sistema. Por último, si se considera el efecto amortiguador de cada uno de los generadores, D_i , estas oscilaciones tenderán a atenuarse.
3. Respuesta inercial promedio ($0 < t < T_a$)	$\frac{d}{dt} \Delta \omega_{eq}(t) = \frac{d}{dt} \Delta \bar{\omega}(t) = -\frac{\Delta P_L}{2 \sum_{i=1}^n H_i} = -\frac{\Delta P_L}{2H_{eq}}$	Durante el periodo que contempla esta parte del análisis, aún se tiene que $\Delta P_{mi}(0) = 0$. Haciendo un cuidadoso manejo de las ecuaciones (2.5)-(2.7) y aplicando la definición de “centro de inercia” expresada en (2.9) se concluye que la tasa de variación de velocidad promedio (equivalente) del sistema depende únicamente de la magnitud de la perturbación aplicada y de la constante de inercia equivalente de los generadores, H_{eq} .
	$\Delta P_{ei}(t) = \frac{H_i}{H_{eq}} \Delta P_L, \text{ con } t \rightarrow T_a$	Conforme las oscilaciones de potencia vayan decayendo, las tasas de variación de velocidad angular de los generadores irán convergiendo hacia el valor promedio derivado en la descripción anterior. Por tanto, asumiendo que $d/dt(\Delta \omega_{eq}) \approx d/dt(\Delta \omega_i)$ en (2.7), es posible calcular el reparto de potencia entre los distintos generadores del sistema hacia el final del intervalo. De la expresión resultante se concluye que el valor de la potencia suministrada por cada generador es directamente proporcional a su constante de inercia individual, H_i , independientemente de su “localización eléctrica” como era el caso durante reparto inicial de potencias de tras la perturbación ($t = 0^+$).

Con el fin de ilustrar con un ejemplo concreto y simple los fundamentos teóricos hasta aquí presentados, se ha diseñado el sistema eléctrico de prueba mostrado en la **Figura 2.4**. Este sistema está conformado por dos generadores síncronos idénticos, SG_1 y SG_2 , con una potencia nominal de 3.125 MVA (60 Hz), alimentando a una carga de naturaleza resistiva, $P_L = 2$ MW. Para la realización de cálculos en por unidad, se ha considerado como potencia base del sistema la capacidad nominal de uno de los generadores. Las Tablas 2.2-2.4 resumen las características técnicas los componentes del sistema eléctrico de estudio. Para hacer notorio el efecto de la localización eléctrica de los generadores sobre la respuesta temporal del sistema, se han asignado longitudes muy dispares a las líneas (L_1 y L_2) que alimentan la carga. Las simulaciones en el dominio del tiempo serán realizadas mediante el uso de la herramienta computacional MATLAB/Simulink®, dado que, su extensa librería permite la representación detallada de todos los componentes eléctricos que constituyen el sistema de pruebas.

En este ejemplo, la perturbación es generada considerando un incremento repentino de la potencia consumida por la carga en un 10%, la cual es introducida una vez hayan transcurrido 10 segundos desde el inicio de la simulación. Luego, para asegurar una correcta representación de la primera sub-etapa de la respuesta de la frecuencia del sistema, los controladores de velocidad de los generadores síncronos serán deshabilitados.

Figura 2.4. Sistema eléctrico de estudio.

Tabla 2.2. Datos técnicos del generador síncrono.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Capacidad nominal	S_g	3.125 MVA
Tensión nominal	E	2.4 kV
Frecuencia	f	60 Hz
Pares de polos	p	2
Constante de inercia	H	1.07 s
Constante de amortiguamiento	D	0.01 pu
Constantes de tiempo de la máquina	T'_d	3.7 s
	T''_d	0.05 s
	T''_{q0}	0.05 s
Reactancias en eje directo y en cuadratura	X_d	1.56 pu
	X'_d	0.296 pu
	X''_d	0.177 pu
	X_q	1.06 pu
	X''_q	0.177 pu

Tabla 2.3. Datos técnicos del transformador.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Capacidad nominal	S_t	5 MVA
Tensión nominal primaria	E_p	25 kV
Tensión nominal secundaria	E_s	2.4 kV
Tipo de conexión	Y_g-D_1	-
Resistencias serie	R_1	0.0015 pu
	R_2	0.0015 pu
Impedancias serie	L_1	0.04 pu
	L_2	0.04 pu
Parámetros en paralelo	R_m	200 pu
	L_m	200 pu

Tabla 2.4. Datos técnicos del modelo de línea de transporte.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Modelo	-	Parámetros concentrados
Resistencia serie	R_0	0.413 Ω/km
	R_1	0.1153 Ω/km
Impedancia serie	L_0	6.64 mH/km
	L_1	2.1 mH/km
Capacitancia paralelo	C_0	5.01 nF/km
	C_1	11.33 nF/km

La **Figura 2.5** muestra las dinámicas tanto del desvío de potencia activa (en por unidad) como de la velocidad (en términos de frecuencia) de los generadores síncronos obtenidas mediante simulación en el dominio del tiempo. En esta figura, se pueden distinguir, con relativa facilidad, cada uno de los fenómenos físicos formulados y descritos en la **Tabla 2.1**. Específicamente, en la **Figura 2.5a**, se puede observar que, tras la aplicación de la perturbación, el incremento de la potencia activa consumida por la carga es asumido de forma instantánea por los dos generadores síncronos operativos. Como ya se preveía en la formulación analítica del problema, el generador SG₁ es quien asume la mayor parte del reparto inicial de potencia al encontrarse eléctricamente mucho más cerca de la fuente de perturbación que el generador SG₂. Luego, mediante una característica oscilatoria, las potencias activas inyectadas por las máquinas síncronas tienden a igualarse, pues, en este caso, poseen los mismos tamaños inerciales. En régimen permanente, nótese que los generadores SG₁ y SG₂ son capaces mantener el incremento de la carga demandada a pesar de no recibir respaldo de sus accionamientos primarios, puesto que, los controladores de velocidad se encuentran desactivados. La fuente energética que sustenta esta respuesta de los generadores síncronos es la energía cinética almacenada en sus masas rotativas, cuyo gasto se hace evidente en la **Figura 2.5b** con el decremento de sus respectivas velocidades de giro. En esta subfigura que ha intentado mostrar que, en régimen transitorio, el valor instantáneo de la frecuencia de las máquinas síncronas interconectadas no es exactamente la misma, pues su tasa de variación va a depender de su respectiva potencia instantánea inyectada y de su tamaño inercial. Puede también evidenciarse en esta ilustración que, conforme se alcanza el régimen permanente de potencias, la velocidad de giro de los generadores síncronos tiende a converger a un valor único. Es por este hecho que resulta conveniente hablar de una “respuesta inercial promedio” de los generadores en su conjunto.

Por otra parte, si no se corrige de alguna manera el desequilibrio de potencias mecánica-eléctrica en cada uno de los generadores, sus velocidades irán decayendo hasta alcanzar niveles inadmisibles, pudiendo ocasionar una pérdida parcial o total del suministro que, desde luego, es el evento menos deseable en un sistema eléctrico. En el siguiente apartado, se estudiará la actuación del sistema de control de velocidad, que constituye la segunda sub-etapa del CPF.

Figura 2.5. Respuesta inercial de los generadores síncronos frente un aumento repentino de la carga: a) desvío de potencia activa, b) frecuencia.

2.2.2. Actuación del controlador de velocidad.

Como ya se ha mencionado al inicio de esta sección, todo generador síncrono incorpora un sistema de control de velocidad cuya función es mantener la velocidad angular del rotor en torno a un valor de referencia (normalmente su velocidad de sincronismo) mediante la regulación de la potencia mecánica aplicada a su eje por su accionamiento primario. Debido a que la respuesta inercial ofrecida por los generadores síncronos ante la aparición de una perturbación es un fenómeno natural que no requiere la adición de un esquema de control para llevarlo a cabo, el proceso de actuación del control de velocidad constituye la parte de mayor interés dentro del CPF.

Este proceso inicia con la detección de un desvío de velocidad, $\Delta\omega$, con respecto a un valor de consigna ω_{ref} . Aunque esta detección podría ocurrir en el mismo instante en el que se producen los fenómenos descritos en la subsección anterior (**Tabla 2.1**), los mecanismos que llevan a cabo la regulación de la potencia mecánica, ΔP_m , presentan una constante de tiempo algo mayor lo que ralentiza su actuación. En la literatura se pueden encontrar un gran número de configuraciones de controladores de velocidad en función de la naturaleza de la fuente primaria de energía a controlar y/o de las particularidades del sistema en el cual se encuentran operando [58–61]. Dado el carácter pedagógico de esta primera parte del trabajo, se ha creído conveniente utilizar el esquema básico mostrado en la **Figura 2.6**. Este controlador debe actuar sobre la potencia mecánica, transmitida al eje del generador por parte de la turbina, en función de la amplitud del desvío de velocidad detectado. Estas dos variables están relacionadas por la constante, R , la cual, recibe el nombre de estatismo. El valor asignado a esta constante determinará el grado de participación de cada generador dentro del CPF. En el esquema considerado, el actuador es representado mediante una función de transferencia de primer orden con constante de tiempo T_a . Debido a que este controlador en particular carece de una componente integral, es de esperar que

éste consiga estabilizar la velocidad en un valor diferente al de consigna. El error introducido se conoce como desvío de frecuencia cuasi-estacionario, Δf_{ce} . Por último, es una práctica común colocar a la entrada del controlador una característica de banda muerta, BM , con el objeto de insensibilizarlo ante la presencia de muy pequeñas desviaciones de velocidad y con esto evitar actuaciones innecesarias.

Figura 2.6. Esquema básico del controlador de velocidad del accionamiento primario de un generador síncrono.

Para ilustrar la respuesta de los generadores síncronos en el dominio del tiempo, se recurre nuevamente al sistema de la **Figura 2.4**, pero esta vez, con sus respectivos controladores de velocidad habilitados. Para la simulación en el dominio del tiempo se han considerado los siguientes parámetros: $BM = \pm 1$ mHz, $R = 5\%$, $T_a = 100$ ms. Las Figuras 2.7 y 2.8 muestran la respuesta de la potencia y de la velocidad (en términos de la frecuencia) de cada generador ante el mismo incremento de la carga considerado en el ejemplo descrito en el apartado anterior. En la **Figura 2.7** se pueden distinguir claramente las dos sub-etapas de la respuesta de frecuencia del sistema hasta aquí expuestas. En esta ilustración se puede constatar que la respuesta inercial de los generadores síncronos brinda un soporte energético al sistema hasta que ocurra la actuación de su respectivo control de velocidad instantes más tarde. Nótese que, el valor de la potencia mecánica, regulada por el controlador de velocidad correspondiente, va evolucionando hasta situarse a la altura del desvío de potencia activa introducido por la perturbación, compensando, por tanto, el desequilibrio de potencias.

Figura 2.7. Respuesta de los generadores síncronos y de sus controladores de velocidad ante un incremento súbito de la carga: a) Generador SG₁, b) Generador SG₂.

Complementariamente, la **Figura 2.8** muestra la evolución de la velocidad de giro de los generadores y de su derivada con respecto al tiempo. En ésta se evidencia que, la actuación del controlador de velocidad evita que la velocidad de giro decaiga de forma continua y que, por el contrario, ésta se estabilice en un valor diferente al nominal debido al equilibrio de potencias explicado anteriormente. También es importante hacer notar que, antes de alcanzar el estado estacionario, cada generador síncrono posee su propio desvío de frecuencia máximo, $\Delta f_{\max}$, al igual que una tasa máxima de variación de la frecuencia, $\text{ROCOF}_{\max}$. Como ya se explicó en la sección 2.2.1, los valores de estos dos indicadores van a depender del reparto inicial de la potencia en los instantes posteriores a la aparición de la perturbación.

Figura 2.8. Evolución de la velocidad angular de los generadores síncronos ante un incremento súbito de la carga: a) Desvío de la frecuencia, b) ROCOF.

A continuación, se presenta un planteamiento analítico de la dinámica temporal de los procesos llevados a cabo en esta segunda sub-etapa del CPF. Para ello, se recurre nuevamente a la ecuación de oscilación (2.1), pero generalizada para un sistema multi-máquina:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = 2H_{eq} \frac{d}{dt} \Delta \omega_{eq} \quad (2.11)$$

En esta ecuación, ΔP_m representa el desvío de potencia mecánica total del sistema producido por los controladores de velocidad asociados a cada generador síncrono. ΔP_e es la variación de potencia activa total asumida por los generadores síncronos cuya constante de inercia equivalente está representada por H_{eq} . De acuerdo con las conclusiones obtenidas en la sección 2.2.1, durante el periodo de respuesta inercial provista por los generadores, su tasa de deceleración oscilará en torno a un valor promedio o equivalente, $\Delta \omega_{eq}$. Por último, al expresar ΔP_e en términos del desvío de la carga conectada, ΔP_L , y de los efectos amortiguadores implícitos en el sistema, D_{eq} , la ecuación (2.11) puede ser reescrita como:

$$\Delta P_m - (\Delta P_L + D_{eq} \Delta \omega_{eq}) = 2H_{eq} \frac{d}{dt} \Delta \omega_{eq} \quad (2.12)$$

Representando la ecuación anterior en el dominio de la frecuencia (mediante operador de Laplace), y teniendo en cuenta que, en un sistema multi-máquina, la suma de los desvíos de potencia mecánica individuales, ΔP_{mi} , define el desvío total, ΔP_m , se tiene que:

$$\frac{\Delta \omega_{eq}(s)}{\sum_{i=1}^n \Delta P_{mi}(s) - \Delta P_L(s)} = \frac{1}{2H_{eq}s + D_{eq}} \quad (2.13)$$

La **Figura 2.9** muestra la representación en diagrama de bloques de la ecuación (2.13), la cual es conocida en la literatura como esquema de control primario de frecuencia. Para la ilustración de este esquema, se ha considerado la estructura de control de velocidad mostrada en la **Figura 2.6**, la cual, ha sido generalizada para el caso de n -generadores síncronos. Se han incluido, además, los factores de participación, w_i , definidos como la relación entre la capacidad nominal de cada máquina con respecto a la potencia base del sistema. Estos factores resultan de utilidad cuando se requiere representar diferentes niveles de participación de las centrales en la cobertura de la demanda y en el soporte de frecuencia. Si se expresan las constantes de inercia de cada uno de los generadores respecto de su correspondiente capacidad nominal, la constante de inercia equivalente, H_{eq} , puede calcularse mediante:

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^n w_i H_i \quad (2.14)$$

Figura 2.9. Esquema de Control Primario de Frecuencia (CPF).

Operando analíticamente sobre el esquema de la **Figura 2.9**, es posible determinar la relación entre el desvío de la potencia demandada ΔP_L (variable de entrada) y el desvío de la frecuencia del sistema $\Delta \omega_{eq}$ (variable de salida) del sistema multi-máquina:

$$\frac{\Delta \omega_{eq}(s)}{\Delta P_L(s)} = - \frac{1}{2H_{eq}s + D_{eq} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i} TC_i(s) w_i} \quad (2.15)$$

Donde:

$$TC_i(s) = \frac{1}{T_{a_i}s + 1} \quad (2.16)$$

A continuación, se implementa en MATLAB/Simulink® el esquema de la **Figura 2.9** particularizado para el sistema eléctrico de estudio (**Figura 2.4**) con el fin de comparar la dinámica resultante de ciertas variables de interés respecto a aquella obtenida mediante la representación detallada de sus componentes (Figuras 2.7 y 2.8). Para una potencia base de 3.125 MVA, se tiene que: $w_1 = w_2 = 1$. La amplitud de la perturbación aplicada al sistema en por unidad es $\Delta P_L = 0.064$ pu y la constante de inercia equivalente de los generadores se calcula mediante (2.14): $H_{eq} = w_1 H_1 + w_2 H_2 = 2.14$ s.

Los resultados obtenidos en la simulación se muestran en la **Figura 2.10**. En esta, se evidencia que el esquema de CPF de la **Figura 2.9** (Modelo simplificado) permite representar con gran exactitud el comportamiento del sistema eléctrico de la **Figura 2.4** (Modelo detallado) en términos de la potencia mecánica, la frecuencia y la derivada de la frecuencia en el dominio del tiempo.

Figura 2.10. Respuesta del sistema ante un incremento repentino de la carga.

De forma cuantitativa, se puede evaluar la bondad del modelo simplificado comparando los parámetros característicos de la respuesta de la frecuencia (Δf_{max} , Δf_{ce} , $ROCOF_{max}$) obtenidos mediante la representación detallada del sistema en estudio (ver **Tabla 2.5**).

Tabla 2.5. Respuesta de la frecuencia del sistema.

Parámetro	Modelo detallado			Modelo simplificado
	SG ₁	SG ₂	Respuesta promedio	
Δf_{max} [Hz]	0.121	0.125	0.123	0.122
Δf_{ce} [Hz]	0.095	0.095	0.095	0.096
$ ROCOF _{max}$ [Hz/s]	1.006	0.778	0.857	0.875

Hasta aquí, se puede concluir que, dentro del horizonte de tiempo contemplado en las tareas de control primario de frecuencia en un SEP, el esquema CPF permite representar con bastante

exactitud la dinámica de las variables de interés: potencia y frecuencia. La simplificación en la modelación de los componentes del SEP obtenida por medio de la linealización de sus relaciones matemáticas hace factible el manejo analítico de las principales ecuaciones que los definen, además, permite reducir de forma importante el esfuerzo computacional requerido para evaluar numéricamente estos modelos en un entorno de simulación por ordenador. Por las razones antes expuestas y por los objetivos planteados en este trabajo, los sistemas eléctricos a ser estudiados serán representados mediante el esquema de CPF en lugar de una modelación detallada de sus principales componentes.

2.2.3. Efecto de la constante de inercia de los generadores síncronos sobre la respuesta de la frecuencia del sistema

Como se ha visto anteriormente, la inercia de los generadores síncronos juega un papel determinante en la respuesta de la frecuencia del sistema ante la aparición de una perturbación de potencia. Una forma de analizarlo cuantitativamente consiste en determinar los valores de los parámetros característicos de la respuesta de la frecuencia del sistema en función del valor de la constante de inercia equivalente. Por ejemplo, si se considera el esquema CPF ilustrado en la **Figura 2.9** y se particulariza para el sistema eléctrico de estudio planteado en esta sección (**Figura 2.4**), se obtiene la siguiente función de transferencia:

$$\frac{\Delta\omega_{eq}(s)}{\Delta P_L(s)} = -\frac{1}{2H_{eq}s + D_{eq} + \frac{1}{R_1} \frac{1}{T_{a1}s + 1} w_1 + \frac{1}{R_2} \frac{1}{T_{a2}s + 1} w_2} \quad (2.17)$$

Además, para generalizar el análisis, se introduce el concepto de constante de inercia relativa, H_r , la cual se define como la relación entre la constante de inercia equivalente ponderada, H_{eq} (2.14) y la constante de inercia equivalente natural del sistema que se considere como caso base, H_N :

$$H_r = \frac{H_{eq}}{H_N} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i H_i}{H_{eq(\text{caso base})}} \quad (2.18)$$

Ahora bien, considerando diferentes situaciones operativas en el sistema de la **Figura 2.4** en términos de la capacidad instalada de los generadores síncronos, mediante la modificación de los factores de participación w_1 y w_2 en la evaluación de las ecuaciones (2.17)-(2.18) y obteniendo la respuesta al escalón (con amplitud $\Delta P_L = 0.064$ pu) de la ecuación resultante, se obtienen las curvas de la **Figura 2.11**. Estas curvas muestran el efecto de modificar la constante de inercia equivalente del sistema sobre los parámetros de interés: Δf_{max} , Δf_{ce} , $ROCOF_{max}$.

Figura 2.11. Efecto de la constante de inercia equivalente del sistema sobre la respuesta de la frecuencia.

Nótese que, todas las curvas son monótonas decrecientes, por lo que, una reducción de H_r conlleva siempre un aumento de los tres parámetros de interés. En situaciones prácticas, la disminución de H_{eq} , debida a la reducción de los factores de participación, puede ocurrir como consecuencia de la salida de cierta parte de la generación síncrona operativa causada por la incorporación de nuevos agentes de generación eléctrica con interfaces de conexión a la red basadas en convertidores electrónicos de potencia como, por ejemplo, los aerogeneradores de velocidad variable, los cuales carecen de una respuesta inercial natural desde la perspectiva del sistema. Esta figura, que pone de manifiesto la sensibilidad de los parámetros Δf_{max} , Δf_{ce} y $ROCOF_{max}$ con respecto a la cantidad de recursos inerciales operativos en el momento de una contingencia, puede ser empleada para fijar los límites de integración de generación eólica en el sistema que garanticen una respuesta de la frecuencia dentro de los márgenes requeridos por el código de red aplicable al sistema. Por ejemplo, el operador del sistema peninsular español establece en su Procedimiento de Operación 1.5. que, durante un evento de frecuencia, los desvíos máximos de frecuencia no deben superar los valores: $\Delta f_{max} = \pm 800$ mHz y $\Delta f_{ce} = \pm 180$ mHz [62]. Respecto al límite máximo de tasa de variación de la frecuencia, este suele estar comprendido en el rango 0.1-1 Hz/s [63] y su selección va a depender de las características inerciales del sistema eléctrico. Este límite permite la calibración de los relés de sobre/sub frecuencia que protegen diferentes elementos del sistema. En este estudio, se ha considerado un $|ROCOF|_{max} = 1$ Hz/s. Todas estas restricciones han sido remarcadas en la **Figura 2.11** con los puntos A, B y C, y se verifica que, para el caso base ($H_r = 1$), los valores de los parámetros característicos de la respuesta de la frecuencia obtenidos, en este caso, se encuentran dentro de los límites indicados.

Si se realiza un estudio estrictamente analítico a la característica ilustrada en la **Figura 2.11**, es posible definir la cantidad mínima de recursos inerciales operativos en el sistema eléctrico, $H_{r(min)}$, que garantice una respuesta de la frecuencia dentro de los límites máximos establecidos por el código de red considerado en este estudio. Para ello, basta con obtener el valor de H_r para cada uno de los puntos remarcados en la gráfica: A, B o C, en función del límite máximo que se tome como referencia. En la **Tabla 2.6** se indican los resultados numéricos de la aplicación de este procedimiento en el sistema eléctrico considerado en esta sección. Como era de esperar, mientras más estricto sea el límite máximo permisible de los parámetros de frecuencia en situaciones de contingencia, la cantidad de generación síncrona convencional que puede ser desplazada para propiciar la incorporación de aerogeneradores de velocidad variable es menor.

Tabla 2.6. Recursos inerciales mínimos para garantizar una adecuada respuesta de la frecuencia del sistema.

Límite máximo a considerar	$H_{r(min)}$
$ ROCOF _{max} = 1$ Hz/s	0.875
$ \Delta f_{ce} = 180$ mHz	0.535
$ \Delta f_{max} = 800$ mHz	0.15

En situaciones prácticas, el desplazamiento entre valores de H_r en la **Figura 2.11** no será continuo, pues la salida de generadores síncronos en un sistema eléctrico multi-máquina se presenta de forma discreta y, por tanto, la forma de estas curvas características será más bien escalonada.

A continuación, con el objeto de realizar una validación numérica de los criterios presentados en esta subsección, se procede a incorporar en la red de la **Figura 2.4** un aerogenerador de velocidad variable basado en el generador de inducción doblemente alimentado, cuyo modelo detallado se encuentra disponible en la librería de MATLAB/Simulink® [64]:

Figura 2.12. Integración de generación eólica en el sistema eléctrico de estudio.

Los valores asignados a los parámetros de la línea de transporte, L_3 , son similares a aquellos mostrados en la **Tabla 2.4**, mientras que en la **Tabla 2.7** se proporciona información relativa al transformador T_{AG1} . En el sistema eléctrico representado en la **Figura 2.12** se asume que el AG-DFIG (cuya información más relevante se presenta en el Capítulo 3) se encuentra generando tal cantidad de potencia que ocasiona la salida de operación del generador síncrono SG_2 . Por tanto, en el momento de introducir la perturbación en el sistema, los generadores SG_1 y AG_1 serán las únicas máquinas que se encuentren alimentando a la carga. La velocidad de viento aplicada al AG-DFIG es $v = 9.6$ m/s, la misma que, se mantendrá constante a lo largo de la simulación. La **Tabla 2.8** resume las condiciones iniciales de ciertas variables de interés del AG-DFIG.

Tabla 2.7. Datos técnicos del transformador T_{AG1} .

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Capacidad nominal	S_t	2 MVA
Tensión nominal primaria	E_p	25 kV
Tensión nominal secundaria	E_s	575 kV
Tipo de conexión	Y_g-D_1	-
Resistencia serie	R_1	8.33×10^{-4} pu
	R_2	8.33×10^{-4} pu
Impedancia serie	L_1	0.025 pu
	L_2	0.025 pu
Parámetros en paralelo	R_m	500 pu
	L_m	500 pu

Tabla 2.8. Condiciones iniciales aplicadas al modelo del AG-DFIG ($v = 9.6$ m/s).

Parámetro	Valor y unidad
v_0	9.6 m/s
ω_{g0}	0.96 pu
P_{g0}	0.3738 pu
T_{em0}	0.3894 pu
β_0	0°

La **Figura 2.13** muestra los resultados obtenidos mediante la simulación en el dominio del tiempo de las variables de interés en un estudio de frecuencia de red: potencia activa, potencia mecánica, frecuencia de la red y ROCOF, considerando la misma naturaleza de la perturbación de los ejemplos anteriores. Los valores en por unidad han sido calculados tomando como potencia base la capacidad de uno de los generadores síncronos ($S_b = 3.125$ MVA).

Figura 2.13. Respuesta del sistema ante un incremento súbito de la carga considerando la integración de generación eólica: a) potencia del generador, b) potencia activa del AG-DFIG, c) frecuencia, d) ROCOF.

En esta ilustración se observa que el incremento repentino de la carga es asumido en su totalidad por el generador síncrono SG₁, puesto que el aerogenerador AG₁, no modifica su aportación de potencia tras la aparición de la contingencia. Este comportamiento del aerogenerador de velocidad variable es de esperar, por cuanto, éste se encuentra diseñado para suministrar la potencia eléctrica que en ese instante le resulta óptima aportar en función del viento incidente en la turbina independientemente de los desvíos de la frecuencia que podrían presentarse en la dinámica natural del sistema. Por tanto, su contribución a la recuperación de la frecuencia de la red es, en principio, nula, teniendo que asumir la totalidad de esta tarea la generación síncrona convencional. Naturalmente, la caída de la frecuencia del sistema y su derivada temporal es mucho más pronunciada en comparación con el caso base, produciéndose un empobrecimiento de sus características inerciales. La **Tabla 2.9** resume los resultados numéricos obtenidos en la simulación en el dominio del tiempo, considerando el modelo detallado del sistema eléctrico en estudio.

Tabla 2.9. Respuesta de la frecuencia del sistema considerando la integración de generación eólica.

Parámetro	Modelo detallado
	SG ₁
Δf_{max} (Hz)	0.242
Δf_{ce} (Hz)	0.186
ROCOF _{max} (Hz/s)	1.877

A la vista de los resultados se puede concluir que el desplazamiento de la generación síncrona por la incorporación de 1.5 MW de generación eólica en el sistema de estudio ocasiona una respuesta de la frecuencia que supera los límites máximos de los parámetros: Δf_{ce} y ROCOF_{max}, situación que ya se preveía durante el análisis de la **Figura 2.11** al desplazar el cursor vertical hacia la nueva condición inercial equivalente del sistema, $H_r = 0.5$.

Este ejemplo simple tiene como objetivo de ilustrar el efecto que tiene la integración de aerogeneradores de velocidad variable, en sustitución de la generación síncrona convencional, sobre la capacidad de recuperación de la frecuencia del sistema en situaciones de contingencia. Es, por tanto, necesario introducir ciertas mejoras a las estrategias de control implementadas en los aerogeneradores con el fin de dotarlos de cierta sensibilidad a los cambios de frecuencia del sistema y con esto facultar a estas máquinas a contribuir en las tareas de control de frecuencia de la red. La propuesta de estas nuevas estrategias, que constituye el objetivo central de esta investigación, se presenta en el Capítulo 4.

Luego, como ya se había justificado en la parte final de la subsección 2.2.2, en este trabajo se buscará representar a todos los agentes de generación, incluido el aerogenerador de velocidad variable, mediante modelos matemáticos simplificados, tales que, puedan ser incluidos en el esquema de control primario de frecuencia. En el Capítulo 3, se expone de forma exhaustiva, el proceso de modelación de un aerogenerador de velocidad variable basado en el generador de inducción doblemente alimentado, concebido para la realización del tipo de estudio en el cual se encuentra enmarcado el alcance de esta investigación.

Capítulo 3. Modelación del aerogenerador

3.1. El aerogenerador de velocidad variable

Actualmente, existe un consenso mundial en cuanto a la clasificación de la generación eólica instalada en los diferentes sistemas eléctricos de potencia en términos de su topología. Esta clasificación permite distinguir a los aerogeneradores dentro de cuatro grupos en función del tipo de generador eléctrico empleado y de la configuración de su conexionado para verter la energía producida hacia la red [65–68]:

- Tipo 1: aerogenerador equipado con un generador de inducción (comúnmente de jaula de ardilla) conectado directamente a la red.
- Tipo 2: aerogenerador equipado con un generador de inducción (de rotor bobinado) con resistencia rotórica variable y conectado directamente a la red.
- Tipo 3: aerogenerador equipado con un generador de inducción con su estator conectado directamente a la red y con su rotor conectado a ésta a través de un convertidor electrónico de potencia.
- Tipo 4: aerogenerador equipado con un generador síncrono (de polos salientes o con imanes permanentes) cuyo estator se conecta a la red por medio de un convertidor electrónico potencia.

Dado que los generadores de inducción que constituyen los aerogeneradores Tipo 1 y Tipo 2 tienen su estator conectado directamente a la red trifásica, su régimen de operación rotacional estará fuertemente ligado al estado de la pulsación angular de la red y, por tanto, su eje de transmisión presentará un muy reducido margen de variación en su velocidad angular frente a las condiciones cambiantes del recurso eólico primario. Por esta razón, estos dos tipos de máquinas reciben el nombre de aerogeneradores de velocidad fija. Por el contrario, la utilización de un convertidor electrónico de potencia tanto para alimentar el rotor del generador de inducción del aerogenerador Tipo 3 como para despachar la potencia del estator del generador síncrono del aerogenerador Tipo 4, otorga a estas máquinas la habilidad de funcionar dentro de un amplio rango de velocidades angulares en función de la velocidad del viento incidente con el objeto de conseguir la mayor eficiencia durante la conversión energética eólica-mecánica en la turbina. Esta característica operativa ofrecida por los aerogeneradores Tipo 3 y Tipo 4 los sitúa dentro de la familia de los aerogeneradores de velocidad variable.

Ahora bien, de estas dos grandes familias, los aerogeneradores de velocidad variable han sido los que han venido acaparando la mayor atención, implementación y, por ende, la mayor cuota del mercado mundial de la generación eólica, debido a su alta eficiencia, amplios rangos de operación y mejor adaptación a los cada vez más estrictos códigos de red en términos de su integración a los sistemas de energía eléctrica [69–71]. A su vez, dentro de esta familia, el aerogenerador Tipo 3, conocido también como aerogenerador basado en el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG-*Doubly-Fed Induction Generator*) es quien lidera las preferencias de selección e implantación en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia [35,69,70,72,73]. Este hecho es el que ha motivado que el procedimiento de modelación presentado en esta sección se centre en este tipo de aerogenerador (AG). No obstante, como se verá en la sección 5.3.1, el modelo electromecánico simplificado resultante puede ser empleado también para representar la dinámica del aerogenerador Tipo 4 dentro del horizonte temporal de interés considerado en este trabajo.

De forma general, el AG-DFIG posee una estructura similar a la mostrada en la **Figura 3.1**. Está compuesto por una turbina eólica tripala, cuyo eje se encuentra acoplado al eje de un generador eléctrico a través de una caja multiplicadora de velocidad. El generador es asíncrono de rotor

devanado, en donde los bornes del estator se encuentran conectados directamente a la red trifásica, en tanto que, los bornes del rotor se conectan a ésta a través de un convertidor electrónico de potencia.

Figura 3.1. Configuración general de un AG-DFIG.

El principio de funcionamiento del generador DFIG se basa en inyectar en el rotor corrientes trifásicas de amplitud y frecuencia variable para conseguir trabajar a diferentes regímenes de velocidades rotóricas, mientras que, los devanados del estator están siempre sometidos a un campo magnético de frecuencia prácticamente constante (50 o 60 Hz) el cual es impuesto por la red.

El convertidor electrónico está formado por dos unidades *back-to-back* cuyas topologías son idénticas pero sus funciones están claramente diferenciadas [48]. En la mayoría de los casos, estos convertidores están compuestos por transistores de compuerta aislada (IGBT-*Isolated Gate Bipolar Transistor*) y están acoplados a través de un enlace de corriente continua con un condensador entre medias. El convertidor del lado de la red (GSC-*Grid Side Converter*) es usado para regular la tensión del enlace en corriente continua, además para regular el flujo bidireccional de potencia activa y reactiva desde el rotor de la máquina hacia la red [74,75]. Además, este convertidor tiene la capacidad de controlar la inyección de un margen adicional de potencia reactiva en el punto de conexión a la red [76].

Por su parte, el convertidor del lado del rotor (RSC-*Rotor Side Converter*) se encarga controlar la producción de potencia activa y reactiva en el estator [77]. Su sistema de control hace uso del algoritmo: Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT-*Maximum Power Point Tracking*), con el objeto de extraer, de forma óptima, la potencia mecánica desarrollada por la turbina en función de la velocidad del viento incidente. Dado que, el objetivo de este trabajo es estudiar la respuesta dinámica de la potencia activa del AG-DFIG ante variaciones de la frecuencia de la red, los esfuerzos de modelación y análisis estarán centrados en este convertidor.

Esta pareja de convertidores, cuya capacidad de conducción de corriente se encuentra en torno al 25-30% de la potencia nominal de la máquina [75], otorgan al generador de inducción la característica de operar dentro de un amplio rango de velocidades, en el orden de $\pm 30\%$ respecto a su condición de sincronismo [78].

3.2. Convertidor del lado del rotor (RSC)

Las estrategias de control presentadas en el Capítulo 4, las cuales constituyen el aporte principal del trabajo descrito en esta memoria, están concebidas para producir variaciones controladas de la potencia activa suministrada por el AG-DFIG en función de la evolución temporal de ciertas variables como, por ejemplo, la frecuencia del sistema. Dado que, la regulación de la potencia

activa en este aerogenerador se realiza dentro del RSC, en esta sección se presentan ciertos aspectos relacionados su modelación e implementación.

De las diferentes filosofías de control existentes para la regulación de la potencia activa en aerogeneradores de velocidad variable, el control vectorial sigue siendo hoy en día el de uso más extendido [79,80]. Este método proporciona un control desacoplado de potencia activa y reactiva por medio de la regulación de las componentes en cuadratura ($d-q$) de la corriente del rotor.

En la literatura, es común encontrar la representación del vector de corriente del rotor referenciado al flujo magnético del estator (SFRF-*Stator Flux Reference Frame*) el cual gira a la velocidad angular síncrona impuesta por la red. Sin embargo, el mayor inconveniente que trae consigo su implementación es que el rendimiento general de las acciones de control está fuertemente condicionado por la detección precisa de la posición del vector de flujo en el estator, la cual puede ser crítica bajo condiciones de tensión no ideales. Como alternativa, se suele usar como referencia la tensión del estator (SVRF-*Stator Voltage Reference Frame*) que, en contraste con el método anterior, permite obtener mayor estabilidad en el control independientemente del estado de la corriente del rotor [81].

La amplia cuota de mercado que ha acaparado el AG-DFIG en los proyectos de generación eólica ha dado lugar a que muchos autores inviertan sus esfuerzos en su modelación eléctrica y mecánica, lo que ha propiciado que hoy en día se dispongan de abundantes recursos bibliográficos al respecto. Por citar un ejemplo, en [82] se presenta una formulación que permite descomponer la corriente del rotor de un generador DFIG en coordenadas $d-q$ tomando como referencia la tensión del estator (SVRF). En dicho trabajo se llega a la conclusión de que el cálculo de la potencia activa total de salida y la potencia reactiva del estator puede realizarse mediante el uso de las ecuaciones (3.1) y (3.2). Estas expresiones han sido deducidas despreciando el valor de la resistencia estatórica y asumiendo el flujo magnético del estator constante e impuesto por la red.

$$P_g = \frac{3\omega_r L_m}{2\omega_s L_s} V_s i_{rd} \quad (3.1)$$

$$Q_s = -\frac{3}{2L_s} V_s \left(\frac{V_s}{\omega_s} + L_m i_{rq} \right) \quad (3.2)$$

Donde:

$P_g =$	Potencia activa total del DFIG (W).
$Q_s =$	Potencia reactiva del estator (VAr).
$\omega_s =$	Pulsación síncrona de la red (rad/s).
$\omega_r =$	Velocidad angular del rotor (rad/s).
$L_m, L_s =$	Inductancia mutua, inductancia del estator (H).
$V_s =$	Módulo del vector espacial de tensión del estator (V).
$i_{rd}, i_{rq} =$	Corrientes del rotor en coordenadas $d-q$ (A).

En las ecuaciones anteriores se puede evidenciar que la regulación tanto de la potencia activa como de la potencia reactiva del AG-DFIG se puede realizar de forma desacoplada mediante el manejo de los valores de las componentes en cuadratura de la corriente del rotor. De acuerdo con esta formulación, con la componente de la corriente en eje directo, i_d , es posible controlar la potencia activa, mientras que, con la componente de la corriente del eje en cuadratura, i_q , se regula la potencia reactiva. Esto significa que, cualquier modificación introducida en el esquema de control de la potencia activa no tendrá efecto alguno sobre el sistema de control de la potencia reactiva. Este hecho justifica el tratamiento independiente que se da al estudio del regulador de la potencia activa del AG-DFIG en la literatura y, por ende, en el desarrollo de este trabajo.

La **Figura 3.2** esquematiza un ejemplo de implementación de los sistemas de control de potencia activa y reactiva en el RSC mediante SVFR [83]. Las señales $v_{s,abc}$ e $i_{r,abc}$ representan las medidas trifásicas del vector tensión en el estator y del vector corriente en el rotor del generador de inducción, respectivamente. Para expresar estas señales en sus componentes en cuadratura, se requiere conocer el argumento del vector tensión en el estator, θ_s , y su frecuencia angular, ω_s . Estas variables son obtenidas mediante un esquema de lazo cerrado de fase (PLL-*Phase-Locked Loop*). Además, para la transformación de coordenadas trifásicas (abc) a componentes en cuadratura ($d-q$), es necesario determinar la posición angular del rotor junto con su velocidad angular, θ_r y ω_r , respectivamente. Esta medición es proporcionada por un codificador rotatorio (*encoder*) instalado en el eje del generador eléctrico. A la salida del convertidor de coordenadas, se obtienen las componentes en cuadratura del vector corriente del rotor: i_{rd} e i_{rq} .

Para realizar el control de la potencia reactiva del DFIG, se tiene que expresar el valor de referencia Q^* en términos de la corriente rotórica en cuadratura, i_{rq}^* , mediante el uso de (3.2). Del mismo modo, se tiene que representar la señal de consigna de la potencia activa, P_g^* , en términos de la corriente rotórica en eje directo, i_{rd}^* , por medio de la ecuación (3.1). Es preciso indicar que, el valor que tome la señal de consigna P_g^* va a ser generado por un sistema de control externo, en donde el estado de su salida es dependiente del régimen rotacional real del DFIG mediante la aplicación del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Las características de este sistema de control, así como de la mecánica del algoritmo MPPT se describe de forma detallada en la sección 3.3.1.2.

A continuación, las señales de referencia i_{rd}^* e i_{rq}^* , son aplicadas, de forma independiente, a un sistema de control proporcional-integral (PI), cuya salida corresponde a un valor de tensión en eje directo y en cuadratura, v_{rd} y v_{rq} , respectivamente. Luego, se realiza una transformación inversa de coordenadas, de cuadratura a referencia trifásica ($dq \rightarrow abc$), produciendo un vector de tensión trifásica de referencia v_{rabc}^* , el cual es aplicado a un modulador de ancho de pulso (PWM-*Pulse Width Modulator*), el mismo que, modificará el estado del actuador RSC (tensiones y corrientes trifásicas) para cumplir con las consignas de control preestablecidas.

Figura 3.2. Esquema de control del convertidor del lado del rotor (RSC).

3.3. Modelo electromecánico del aerogenerador DFIG

En la literatura es posible encontrar una gran cantidad de trabajos orientados a la propuesta de modelos matemáticos para representar la dinámica de un AG-DFIG [84–89]. Algunos de estos modelos están disponibles incluso en las librerías de algunas herramientas de simulación por ordenador [64,90,91]. Por ejemplo, MATLAB/Simulink® ofrece en su librería, un modelo muy detallado de esta máquina el cual toma en consideración todos los efectos mecánicos y electromagnéticos involucrados en su funcionamiento: *Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)* [64]. Este modelo proporciona una gran cantidad información de la dinámica de todas las variables involucradas en la operación del aerogenerador dentro de un amplio horizonte de tiempo, yendo desde el muy corto plazo, en donde predominan los fenómenos sub-transitorios y transitorios de la máquina, hasta el corto y mediano plazo dentro del cual ésta se encuentra en pleno régimen permanente de funcionamiento. Si bien, la abundante información que proporciona este modelo constituye su principal ventaja, existen ciertas aplicaciones para los cuales su uso podría verse seriamente condicionado. Por ejemplo, la

utilización de un modelo detallado para la realización de estudios de sistemas multi-máquina, dentro de una ventana de tiempo en el orden de los segundos y en donde se precisa conocer el estado de un número limitado de variables de interés, podría incurrir en tiempos de simulación considerablemente altos producto del enorme esfuerzo computacional demandado para la reproducción de sus dinámicas.

Bajo la premisa de que las acciones de control de frecuencia en un sistema eléctrico abarcan un horizonte temporal de corto plazo y que el número de variables requerido para su estudio es significativamente menor a aquel que proporciona una representación detallada de sus componentes, resulta necesario desarrollar un modelo simplificado del aerogenerador que permita sobrellevar las dificultades antes mencionadas.

Por tanto, en esta sección se propone el desarrollo de un modelo electromecánico simplificado del AG-DFIG, tomando como referencia las obras presentadas en [92–94] y obedeciendo a la estructura general mostrada en la **Figura 3.3**.

Figura 3.3. Estructura del modelo electromecánico simplificado y sus principales variables.

Donde:

- v = Velocidad del viento (m/s).
- P_g = Potencia activa generada (W).
- ω_t = Velocidad de giro de la turbina eólica (rad/s).
- ω_g = Velocidad de giro del generador eléctrico (rad/s).
- β = Ángulo de paso de pala (grados).
- T_t = Par mecánico de la turbina eólica (N·m).
- T_{em} = Par electromagnético del generador eléctrico (N·m).
- T_{em}^* = Referencia de par electromagnético (N·m).

Cada uno de los componentes mostrados en la **Figura 3.3** será modelado de forma independiente con el objeto de lograr una configuración modular la cual facilite la realización de futuras modificaciones e incluso la incorporación de nuevos elementos. Para evitar conflictos entre las unidades físicas de las variables de entrada y salida de los subsistemas, se propone trabajar en valores por unidad. Adicionalmente, para hacer posible la evaluación numérica del modelo con fines de validación y posterior simulación, resulta necesario contar con información relativa a los valores típicos que podrían tomar los parámetros de un AG-DFIG comercial. En este sentido, se ha creído conveniente utilizar la información del AG-DFIG (1.5MW, 50Hz) de General Electric, la cual puede consultarse en las referencias [64,92,94,95].

Para expresar en valores por unidad las variables de interés del AG-DFIG, se empleará el conjunto de ecuaciones (3.3). Las unidades fundamentales de estas variables se indican junto al subíndice entre corchetes.

$$\begin{aligned}
\omega_{g,base[\text{rad/s}]} &= \frac{2\pi f_{[\text{Hz}]}}{p} & \omega_{t,base[\text{rad/s}]} &= \frac{2\pi f_{[\text{Hz}]}}{p \cdot n} \\
\omega_{g[\text{pu}]} &= \frac{\omega_{g[\text{rad/s}]}}{\omega_{g,base}} & \omega_{t[\text{pu}]} &= \frac{\omega_{t[\text{rad/s}]}}{\omega_{t,base}} \\
T_{g,base[\text{N}\cdot\text{m}]} &= \frac{P_{base[\text{W}]}}{\omega_{g,base}} & T_{t,base[\text{N}\cdot\text{m}]} &= \frac{P_{base[\text{W}]}}{\omega_{t,base}} \\
T_{g[\text{pu}]} &= \frac{T_{g[\text{N}\cdot\text{m}]}}{T_{g,base}} & T_{t[\text{pu}]} &= \frac{T_{t[\text{N}\cdot\text{m}]}}{T_{t,base}}
\end{aligned} \tag{3.3}$$

Donde:

- $p =$ Número de pares de polos del generador DFIG.
- $n =$ Relación de transmisión de la caja multiplicadora de velocidad.
- $P_{base} =$ Potencia base del AG-DFIG (W).

3.3.1. Modelo de la turbina eólica

La turbina eólica es un mecanismo que convierte la energía proveniente del viento en energía mecánica transmitida a un eje de rotación. En aplicaciones de generación eléctrica industrial ésta suele estar compuesta por tres palas, cuyo perfil aerodinámico permite desarrollar la siguiente potencia mecánica:

$$P_{t[\text{W}]} = 0.5\rho\pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \tag{3.4}$$

Donde:

- $\rho =$ Densidad del aire (kg/m^3).
- $R =$ Radio del área barrida por la turbina (m).
- $C_p =$ Coeficiente de potencia.
- $\lambda =$ Velocidad específica o relativa de la turbina.

Expresando la ecuación (3.4) en por unidad:

$$P_{t[\text{pu}]} = \underbrace{\frac{0.5}{P_{base[\text{W}]}} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta)}_{K_p} \tag{3.5}$$

$$P_{t[\text{pu}]} = K_{p[(\text{m/s})^{-3}]} v_{[\text{m/s}]}^3 C_p(\lambda, \beta)$$

Por otra parte, se define la velocidad específica o relativa, λ , como la relación entre la velocidad tangencial de la turbina y la velocidad del viento incidente:

$$\lambda = \frac{\omega_{t[\text{rad/s}]} R_{[\text{m}]}}{v_{[\text{m/s}]}} = \underbrace{\omega_{t,base[\text{rad/s}]} R_{[\text{m}]}}_{K_\lambda} \frac{\omega_{t[\text{pu}]}}{v_{[\text{m/s}]}} \tag{3.6}$$

$$\lambda = K_{\lambda[\text{m/s}]} \frac{\omega_{t[\text{pu}]}}{v_{[\text{m/s}]}}$$

En las ecuaciones (3.5) y (3.6) se definen las constantes de potencia y de velocidad K_p y K_λ , respectivamente, cuyos valores va a depender de las características constructivas de la turbina eólica. Por último, la relación existente entre la potencia mecánica y el par mecánico desarrollado por la turbina está dada por la expresión:

$$T_{t[pu]} = \frac{P_{t[pu]}}{\omega_{t[pu]}} \quad (3.7)$$

3.3.1.1. Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia, $C_p(\lambda, \beta)$, se define como la relación entre la potencia mecánica desarrollada por la turbina, P_t , y la potencia eólica incidente en la turbina, P_{eol} . Es un parámetro que permite cuantificar la eficiencia de la turbina en la conversión eólico-mecánica, cuyo valor teórico máximo se encuentra en torno al 59.3% (Límite de Betz) [96]. Este coeficiente depende de las características aerodinámicas de la turbina y se expresa en función de la velocidad relativa, λ , y del ángulo de paso de pala, β . Es un parámetro de enorme importancia para la modelación de la turbina eólica y por esa razón ha sido estudiado ampliamente en la literatura. En [97,98] se presentan diferentes modelos que representan este coeficiente para una turbina tripala, siendo el más común aquel modelo expresado en (3.8). En esta ecuación, c_1 - c_6 son coeficientes numéricos cuyos valores típicos junto con el del resto de parámetros presentados en este apartado se resumen en la **Tabla 3.1**.

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_t}{P_{eol}} = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (3.8)$$

Donde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3.9)$$

Tabla 3.1. Parámetros de la turbina eólica del AG-DFIG (1.5MW, 50Hz) de General Electric.

Parámetro	Valor y unidad
P_{base}	1.5 MW
ρ	1.225 kg/m ³
Diámetro turbina	77 m
Radio efectivo, R	38.26 m
K_p	1.878x10 ⁻³ (m/s) ⁻³
K_λ	62.92 m/s
p	2 pares de polos
$\omega_{t,base}$	1.644 rad/s
$\omega_{g,base}$	157.08 rad/s
c_1, c_2, c_3, c_4, c_5 y c_6	0.5176, 116, 0.4, 5, 21 y 0.0068

Evalutando la ecuación (3.8) para diferentes valores de λ y de β , se obtienen las curvas graficadas en la **Figura 3.4**. Nótese que, para la condición $\beta = 0^\circ$ y $\lambda = 8.1$ se alcanza un valor máximo para el coeficiente de potencia, $C_p = 0.48$. Con el AG operativo, y para cualquier velocidad de viento incidente en la turbina, se debe procurar trabajar en el punto remarcado en la figura: $(\lambda_{opt}, C_{p,max})$ y así garantizar la mayor eficiencia en la conversión eólico-mecánica. Estos valores son conocidos como óptimos y serán de gran importancia para el diseño del control de velocidad, descrito en la sección 3.3.4.

Figura 3.4. Coeficiente de potencia de la turbina eólica en función del ángulo de paso de pala.

Una vez definidos todos los parámetros y variables características de la turbina eólica, es posible generar la curva de potencia mecánica desarrollada por la turbina en función de la velocidad angular de su eje para diferentes regímenes de viento, mediante el uso de las ecuaciones (3.5), (3.6), (3.8) y (3.9). No obstante, hay que tener en cuenta que la expresión utilizada para representar el coeficiente de potencia (3.8) es de carácter general y, por tanto, tiene que ser particularizada para un determinado modelo comercial de turbina. De acuerdo con la información comercial del aerogenerador utilizado como ejemplo en esta sección, cuando la velocidad del viento incidente en la turbina es de 12 m/s, la potencia mecánica desarrollada por ésta alcanza el 73% de su valor nominal [64,92]. Estos valores serán representados por v_{base} y P_{vbase} , respectivamente. Particularizando la ecuación (3.5) para la situación operativa antes descrita, se tiene que:

$$P_{vbase[pu]} = K_p v_{base[m/s]}^3 C_{p,max} \quad (3.10)$$

Dividiendo (3.5) entre (3.10), se obtiene la expresión:

$$\frac{P_{t[pu]}}{P_{vbase[pu]}} = \frac{v_{[m/s]}^3}{v_{base[m/s]}^3} \frac{C_p(\lambda, \beta)}{C_{p,max}} \quad (3.11)$$

Finalmente, despejando P_t y reorganizando términos:

$$P_{t[pu]} = \left(\frac{v_{[m/s]}}{v_{base[m/s]}} \right)^3 \left(\frac{C_p(\lambda, \beta)}{C_{p,max}} \right) P_{vbase[pu]} \quad (3.12)$$

La ecuación (3.12) constituye una representación normalizada de (3.5) para un determinado modelo comercial de turbina eólica, asumiendo como conocidos los valores: v_{base} , P_{vbase} y $C_{p,max}$. La **Figura 3.5** muestra un esquema de implementación de la dinámica estacionaria de la turbina eólica tripala mediante la utilización de la formulación introducida hasta ahora. En este subsistema, v , β y ω_t son las variables de entrada y, P_t y T_t , las variables de salida.

Figura 3.5. Implementación del modelo de la turbina eólica).

A continuación, se somete al modelo a los siguientes valores numéricos de entrada:

- Ángulo de paso de pala: $\beta = 0^\circ$.
- Valores específicos de velocidad del viento: 6, 7.2, 8.4, 9.6, 10.8, 12, 13.2 y 14.4 m/s.
- Un barrido de valores de velocidad angular del rotor, ω_r , desde 0 pu hasta 1.5 pu.

Como resultado, se obtienen las curvas características de potencia mecánica-velocidad angular (P - ω) de la turbina eólica, las cuales se ilustran en la **Figura 3.6**.

Figura 3.6. Curvas P - ω de la turbina eólica.

La **Figura 3.6** revela que, para cada una de las curvas generadas, existe un valor máximo de potencia mecánica asociado a un determinado valor de velocidad rotórica como, por ejemplo, el punto remarcado en la ilustración: $P_{vbase} = 0.73$ pu, $\omega_1 = 1.2$ pu. Para encontrar una expresión que relacione estas dos variables, a continuación, se procede a evaluar las principales expresiones hasta aquí presentadas en torno a la condición de operación óptima: $(\lambda_{opt}, C_{p,max})|_{\beta_{min}}$. En este sentido, de acuerdo con la definición introducida en (3.6), para asegurar la operación de la turbina en su punto de máxima potencia sea cual fuere la velocidad del viento incidente se tiene que cumplir que:

$$\lambda_{opt} = K_{\lambda[m/s]} \frac{\omega_{opt}[pu]}{v_{[m/s]}} \quad (3.13)$$

En donde, ω_{opt} es la velocidad rotórica asociada a un valor de máxima potencia P_{opt} . Sustituyendo esta expresión en (3.5), se obtiene la expresión:

$$P_{opt} = K_p \left(\frac{K_{\lambda} \omega_{opt}}{\lambda_{opt}} \right)^3 C_{p,max} \quad (3.14)$$

$$P_{opt}[pu] = \left(K_p \frac{K_{\lambda}^3}{\lambda_{opt}^3} C_{p,max} \right) \omega_{opt}^3 = K_{opt} \omega_{opt}[pu]^3$$

La ecuación (3.14) evidencia que la potencia mecánica máxima desarrollada por la turbina eólica es una función de la velocidad rotacional de su eje elevada a la tercera potencia, además de un factor de multiplicación K_{opt} . Este factor es conocido como la constante de optimización de la turbina cuyo valor depende de las características constructivas del rotor eólico. De acuerdo con la información proporcionada en la **Tabla 3.1**, el modelo comercial de turbina eólica utilizado presenta un K_{opt} igual a 0.4225. Finalmente, si se evalúa numéricamente la ecuación (3.14) y se grafican los valores resultantes sobre las curvas P - ω de la turbina, se obtiene el lugar geométrico de los puntos de máxima potencia indicado en la **Figura 3.6**.

3.3.1.2. Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

En situaciones prácticas, la turbina eólica no podrá operar en todo el rango de velocidades y potencias definido por el lugar geométrico ilustrado en la **Figura 3.6** debido a sus restricciones técnicas y a los límites térmicos del generador al cual ésta va acoplada. Si se toman en consideración los límites inferior y superior de velocidad rotórica de la turbina: $\omega_{\min}$ y $\omega_{\max}$, respectivamente, junto con el límite máximo de potencia, $P_{\max}$, se obtiene la curva acotada que se muestra en la **Figura 3.7**. Esta característica recibe el nombre de curva de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT-*Maximum Power Point Tracking*) en la cual es posible distinguir los siguientes tramos de operación:

- Zona de arranque (Tramo A-B): El aerogenerador proporciona una potencia activa con variabilidad lineal respecto a la velocidad rotórica cuando la turbina se encuentra sometida a bajas velocidades de viento. El rango operativo de esta zona está comprendido entre las velocidades angulares $\omega_{\min}$ y ω_0 .
- Zona de optimización (Tramo B-C): Zona en la cual la potencia activa es despachada bajo el criterio de conversión óptimo de potencia eólico-mecánica, según lo expresado en (3.14). El aerogenerador operará bajo este criterio hasta que la velocidad incidente del viento alcance el valor nominal predefinido: v_{base} . En este último punto operativo, el eje de la turbina desarrollará la velocidad angular ω_1 .
- Zona de velocidad cuasi-constante (Tramo C-D): Cuando las condiciones eólicas superen la velocidad de viento nominal de la turbina, es necesario conducir al aerogenerador a desarrollar su potencia nominal $P_{nom}=P_{\max}$. Para ello, se introduce una región operativa que sea capaz de producir un cambio notable en el valor de la potencia mecánica desarrollada frente a pequeñas variaciones de la velocidad angular de su eje. De ahí que el nombre de esta zona incluya el término “de velocidad cuasi-constante”. Esta región operativa está delimitada por la velocidad angular máxima especificada para la turbina eólica $\omega_{\max}$, y la potencia mecánica desarrollada por la turbina será mantenida en $P_{\max}$ a fin de respetar el límite térmico del generador eléctrico.

Figura 3.7. Curvas P - ω de la turbina eólica con la característica MPPT.

Analíticamente, la curva MPPT puede ser representada por (3.15). En esta ecuación, P_g^* denota la potencia activa de referencia que tendrá que desarrollar el generador eléctrico acoplado para que, en contraposición con la potencia mecánica ejercida por la turbina, el conjunto turbina-generador opere siguiendo una característica MPPT. Dado que, en valores por unidad, se tiene que: $\omega_{g[pu]} = \omega_{t[pu]}$, estas dos variables serán tratadas de forma indistinta a lo largo del desarrollo de este trabajo. La **Tabla 3.2** proporciona información relevante para la evaluación numérica de (3.15) considerando el modelo comercial de referencia [64].

$$P_{g[pu]}^* = \begin{cases} m_{AB} (\omega_{g[pu]} - \omega_{\min[pu]}) & \omega_{\min[pu]} \leq \omega_{g[pu]} < \omega_{0[pu]} \\ K_{opt} \omega_{g[pu]}^3 & \omega_{0[pu]} \leq \omega_{g[pu]} \leq \omega_{1[pu]} \\ m_{CD} (\omega_{g[pu]} - \omega_{\max[pu]}) + P_{\max[pu]} & \omega_{1[pu]} < \omega_{g[pu]} \leq \omega_{\max[pu]} \end{cases} \quad (3.15)$$

Donde:

$$m_{AB} = \frac{K_{opt} \omega_{0[pu]}^3}{(\omega_{0[pu]} - \omega_{\min[pu]})} \quad (3.16)$$

$$m_{CD} = \frac{(P_{\max[pu]} - K_{opt} \omega_{1[pu]}^3)}{(\omega_{\max[pu]} - \omega_{1[pu]})} \quad (3.17)$$

Tabla 3.2. Límites operativos de la turbina eólica del modelo comercial de referencia.

Parámetro	Valor y unidad
K_{opt}	0.4225
$P_{\max}$	1 pu
$\omega_{\min}$	0.7 pu
ω_0	0.71 pu
ω_1	1.2 pu
$\omega_{\max}$	1.21 pu

Finalmente, la Figura 3.8 esquematiza la implementación del subsistema que representa la curva MPPT. Este subsistema generará una señal de consigna P_g^* en función del estado de la variable de entrada ω_g . A su vez, esta señal de referencia será aplicada al controlador de velocidad del aerogenerador, cuyo detalle se presenta en la sección 3.3.4.

Figura 3.8. Esquema de implementación de la característica MPPT.

3.3.2. Modelo del sistema mecánico

Existen diferentes fenómenos mecánicos asociados a la dinámica de un aerogenerador. El efecto de los vientos cortantes (*wind shear*), el efecto producido por la sombra y la vibración de la torre, y la dinámica de torsión del tren de transmisión (*drive train*) son los principales fenómenos que podrían influir en la respuesta de ciertas variables electromecánicas del aerogenerador [99,100]. En el caso particular de un estudio a corto plazo de la dinámica del aerogenerador, el mayor efecto a considerar es el de la dinámica de torsión. Esto se debe a que, contrario a la naturaleza de la mayoría de las tecnologías de generación convencional, el conjunto turbina-generator de un aerogenerador posee una rigidez mecánica sensiblemente menor, debida principalmente a la flexibilidad que presentan las palas de la turbina y también por la presencia de la caja multiplicadora de velocidad para acoplar el régimen de giro de la turbina (baja velocidad) con la del generador eléctrico (alta velocidad) [101].

La forma en la que se defina un modelo físico para representar la dinámica del sistema mecánico del tren de transmisión (**Figura 3.9(a)**) va a condicionar la complejidad del modelo matemático final, por lo que resulta necesario encontrar un enfoque que permita obtener un adecuado compromiso entre precisión y simplicidad. En este sentido, muchos autores concuerdan en que la utilización de un modelo de dos masas en estudios de estabilidad resulta suficiente para considerar gran parte de los fenómenos mecánicos de interés involucrados en su dinámica [100–102]. La **Figura 3.9(b)** ilustra la representación típica de un sistema mecánico de dos masas. En este, se representan las características inerciales tanto de la turbina como del generador mediante dos discos giratorios con constantes de inercia H_t y H_g , respectivamente. La rigidez del tren de transmisión está representada mecánicamente por el muelle que une los dos discos y está caracterizada por el parámetro K_{tg} , cuyo valor numérico suele estar referido al lado de alta velocidad de la caja multiplicadora de velocidad. Además, el modelo toma en consideración un efecto amortiguador mutuo entre la turbina y el generador, el cual está denotado por D_{tg} .

Figura 3.9. Sistema mecánico del aerogenerador: a) componentes, b) modelo de dos masas.

Este sistema físico está gobernado por las siguientes ecuaciones integro-diferenciales [103]:

$$2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_t - D_{tg} (\omega_t - \omega_g) - K_{tg} \int (\omega_t - \omega_g) dt \quad (3.18)$$

$$2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = D_{tg} (\omega_t - \omega_g) + K_{tg} \int (\omega_t - \omega_g) dt - T_g \quad (3.19)$$

En este conjunto de ecuaciones, H_t y H_g vienen dadas en segundos, T_t , T_g , ω_t , ω_g y D_{tg} están expresadas en valores por unidad (pu) y K_{tg} en pu/s.

A continuación, utilizando el operador de Laplace en las ecuaciones anteriores y operando algebraicamente sobre éstas, es posible obtener las siguientes funciones de transferencia:

$$\frac{\omega_g(s)}{T_t(s)} = \frac{D_{tg}s + K_{tg}}{4H_t H_g s^3 + 2D_{tg}(H_t + H_g)s^2 + 2K_{tg}(H_t + H_g)s} \quad (3.20)$$

$$\frac{\omega_g(s)}{T_g(s)} = -\frac{2H_t s^2 + D_{tg}s + K_{tg}}{4H_t H_g s^3 + 2D_{tg}(H_t + H_g)s^2 + 2K_{tg}(H_t + H_g)s} \quad (3.21)$$

En las ecuaciones (3.20) y (3.21) se verifica que la modelación del sistema mecánico mediante la representación de un sistema de dos masas posee una ecuación característica de segundo orden, la misma que podría comprometer la simplicidad del modelo resultante. Resulta evidente que una reducción del orden de sistema mecánico conllevaría a obtener una representación más simple, pero antes habrá que comprobar que dicha aproximación no perjudique la exactitud numérica que se busca alcanzar con el modelo. Una manera común de reducir el orden del modelo de dos masas consiste en ignorar los efectos de torsión en el tren de transmisión mediante la anulación de los parámetros K_{tg} y D_{tg} en (3.18) y (3.19). Con esta simplificación se consigue que la dinámica de los diferentes componentes del tren de transmisión del aerogenerador quede reducida a la representación del sistema mediante un solo disco giratorio con constante de inercia equivalente H_{AG} (**Figura 3.10(a)**). En consecuencia, se tiene que $\omega_t = \omega_g$, en valores por unidad, lo que permite reformular las ecuaciones (3.18) y (3.19) como:

$$2 \underbrace{(H_t + H_g)}_{H_{AG}} \frac{d\omega_g}{dt} = T_t - T_g \quad (3.22)$$

La expresión anterior recibe el nombre de ecuación de oscilación, cuya representación en diagrama de bloques se muestra en la **Figura 3.10(b)**. En esta ilustración, ω_{r0} denota la velocidad inicial del conjunto turbina-generator, cuyo valor numérico sirve para inicializar el bloque integrador en caso de que éste sea implementado en un programa de simulación por ordenador.

Figura 3.10. Implementación del sistema mecánico del AG: a) modelo de una masa, b) diagrama de bloques.

Ahora bien, para cuantificar hasta qué punto es viable realizar esta simplificación, se procederá a evaluar numéricamente las expresiones matemáticas que representan el sistema mecánico de dos masas y el de una masa tomando en consideración la información comercial del aerogenerador considerado en este estudio [94], la cual es presentada en la **Tabla 3.3**.

Tabla 3.3. Parámetros del sistema mecánico del modelo comercial del AG-DFIG.

Parámetro	Valor y unidad
H_t	4.33 s
H_g	0.96 s
H_{AG}	5.29 s
K_{tg}	1.39 pu/rad
D_{tg}	2.3 pu

Un tratamiento algebraico similar a aquel empleado para la deducción de las ecuaciones (3.20) y (3.21) puede realizarse en este caso para definir las funciones de transferencia del modelo de una masa:

$$\frac{\omega_g(s)}{T_t(s)} = \frac{1}{2H_{AG}s} \quad (3.23)$$

$$\frac{\omega_g(s)}{T_g(s)} = -\frac{1}{2H_{AG}s} \quad (3.24)$$

En la **Figura 3.11** se ilustra la respuesta en el dominio de la frecuencia que presentan los dos modelos matemáticos mediante el análisis de su función de transferencia $\omega_g(s)/T_t(s)$. En esta se puede evidenciar que, a valores bajos de frecuencia, existe una muy buena correlación en amplitud entre los dos modelos evaluados. Esto significa que, dentro de la escala temporal que abarca las acciones de control primario de frecuencia en un sistema eléctrico (**Figura 2.2**), la utilización de un modelo u otro no penaliza de forma importante la exactitud en el cálculo de las variables mecánicas de interés. De forma análoga, en la **Figura 3.12** se muestra la respuesta en el dominio de la frecuencia de la función de transferencia $\omega_g(s)/T_g(s)$ obtenida mediante los dos modelos. Para valores bajos de frecuencia, se pueden obtener conclusiones similares a las expuestas para el caso de la función $\omega_g(s)/T_t(s)$.

En conclusión, dado que, dentro del horizonte temporal de interés, la simplificación del modelo del tren de transmisión mediante un sistema de primer orden no perjudica la exactitud numérica del mismo, el modelo electromecánico del AG-DFIG desarrollado en este trabajo incorporará un sistema mecánico considerando esta aproximación (**Figura 3.10(b)**).

Figura 3.11. Respuesta en el dominio de la frecuencia de la función de transferencia $\omega_g(s)/T_t(s)$.

Figura 3.12. Respuesta en el dominio de la frecuencia de la función de transferencia $\omega_g(s)/T_g(s)$.

3.3.3. Modelo del generador de inducción doblemente alimentado

La representación analítica del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) se encuentra ampliamente difundida en la literatura. Por ejemplo, en [75,81,82,86–88,103–106] se presentan modelos matemáticos que permiten representar con bastante exactitud la dinámica mecánica y electromagnética de las diferentes variables que intervienen en el funcionamiento de un DFIG, los cuales resultan propicios para estudiar la mecánica de los fenómenos transitorios que ocurren en pequeños horizontes temporales. Sin embargo, dentro de una escala de tiempo sensiblemente mayor, la información provista por estos modelos matemáticos detallados suele resultar abundante, lo que podría limitar su utilización debido al elevado esfuerzo analítico y computacional requerido para la realización de estudios en sistemas multi-máquinas y de gran dimensión.

Típicamente, en estudios de regulación primaria de frecuencia en un sistema eléctrico, no se requiere conocer en detalle la dinámica a muy corto plazo de las tensiones ni de las corrientes involucradas en las máquinas, más bien, se procura disponer de las dinámicas de la potencia mecánica de los accionamientos primarios de los generadores síncronos, de la velocidad de rotación de sus ejes (que para este horizonte de tiempo estarán en sincronismo y, por tanto, su régimen de giro será proporcional a la frecuencia del sistema) y de la potencia activa tanto de las cargas como de los agentes de generación y almacenamiento no-síncronos integrados al sistema. Esto es debido a que dentro de esta escala temporal, los fenómenos mecánicos predominan sobre los electromagnéticos, pues, su constante de tiempo es considerablemente mayor que la de estos últimos. En este sentido, autores como [92–94,107,108] sugieren representar la dinámica del DFIG junto con los convertidores electrónicos de potencia conectados en su rotor (lazos internos de corriente, lazos externos de potencia, etc.) mediante un sistema de primer orden con constante de tiempo τ_c (**Figura 3.13**). Por tanto, este sistema recibirá como señal de entrada una consigna de par electromagnético T_{em}^* , generada por el sistema de control de velocidad (sección 3.3.4), y al cabo de cierto tiempo y dinámica presentará en su salida una señal T_{em} . Ésta posteriormente tendrá que ser aplicada al modelo del tren de transmisión del aerogenerador presentado en la subsección anterior. De acuerdo con [93], la constante de tiempo del actuador suele tener un valor típico de $\tau_c = 20$ ms.

Figura 3.13. Representación del DFIG junto con el convertidor electrónico de potencia.

Por último, es importante resaltar que, la reducción del complejo esquema de control del convertidor electrónico de potencia (concretamente, el RSC) junto el modelo matemático completo del DFIG a un sistema lineal de primer orden, constituye la mayor simplificación del modelo del AG-DFIG desarrollado en este trabajo. Esto se traduce, por supuesto, ciertas limitaciones que restringen su uso para la realización de estudios dentro del horizonte temporal que abarcan las acciones de control primario de frecuencia, no pudiendo ser empleado para otros tipos de análisis, tales como: control de tensión, corto-circuito, protecciones, armónicos, etc.

3.3.4. Sistema de control de velocidad

El sistema de control de velocidad tiene la función de generar una señal de referencia de par electromagnético, T_{em}^* , a ser desarrollada por el generador DFIG tal que, en contraposición con el par mecánico ejercido por la turbina eólica, T_m , le permita a éste describir una característica operativa $P-\omega$ determinada. En concreto, por cuestiones de eficiencia durante la conversión de energía eólica en mecánica, se busca que los puntos operativos del DFIG describan una característica MPPT (explicada de forma detallada en la sección 3.3.1.2). La **Figura 3.14** muestra una configuración típica del controlador de velocidad usado en aplicaciones de generación eólica [75,88], el cual posee una característica proporcional-integral (PI) definida por las constantes K_{psc} y K_{isc} , respectivamente. Este regulador está diseñado para producir una señal de salida T_{em}^* que, al ser aplicada en el generador DFIG, permita obtener en los bornes del aerogenerador un valor de potencia activa igual al de consigna, P_g^* . Como ya se ha explicado en la sección 3.3.1.1, el valor de la señal de consigna P_g^* es calculado en función de la velocidad angular medida en el eje del generador eléctrico, ω_g , por medio de la implementación del algoritmo MPPT, cuya implementación se ha esquematizado en la Figura 3.8. Con el objeto de respetar los límites térmicos del generador eléctrico, el controlador PI incluye una característica de saturación definida entre los valores $T_{em,max}$ y $T_{em,min}$, los cuales suelen venir especificados por el fabricante del equipo [94]. Respecto a la evaluación de las constantes del controlador PI, en este trabajo se han tomado los valores típicos proporcionados en [64], dado que, dentro del alcance de esta investigación no se contempla la realización de un procedimiento de sintonización de sus ganancias.

Figura 3.14. Sistema de control de velocidad.

La **Tabla 3.4** resume los valores numéricos asignados a cada uno de los parámetros introducidos en esta sección.

Tabla 3.4. Parámetros del controlador de velocidad del modelo comercial del AG-DFIG.

Parámetro	Valor y unidad
P_{base}	1.5 MW
P_{max}	1 pu
P_{min}	0.04 pu
ω_{min}	0.7 pu
ω_{max}	1.21 pu
T_{max}	0.826 pu
T_{min}	0.057 pu
K_{psc}	0.3
K_{isc}	8

Hasta aquí, se han representado la mayoría de los subsistemas que componen el modelo simplificado del AG-DFIG propuesto (**Figura 3.3**), con excepción del sistema de control de paso de pala. En este punto, se ha creído conveniente verificar el comportamiento del modelo en el dominio del tiempo, por lo que, los componentes hasta aquí desarrollados se han implementado en el entorno de simulación MATLAB/Simulink®. A fin de conducir la simulación bajo condiciones operativas controladas, se aplicará a la entrada del modelo el perfil eólico mostrado en la **Figura 3.15**. Este perfil permite emular un incremento/decremento escalonado de la componente horizontal de la velocidad del viento de 1 m/s cada 20 segundos. En la simulación, el valor del ángulo de paso de pala será mantenido en su mínimo: $\beta = 0^\circ$. La **Tabla 3.5** presenta las condiciones iniciales impuestas al modelo del AG-DFIG para la simulación en el dominio del tiempo.

Figura 3.15. Perfil eólico utilizado para la validación del modelo desarrollado.

Tabla 3.5. Condiciones iniciales aplicadas al modelo del AG-DFIG desarrollado.

Parámetro	Valor y unidad
v_0	8 m/s
ω_{g0}	0.8 pu
P_{g0}	0.2163 pu
T_{em0}	0.2704 pu
β_0	0°

La **Figura 3.16a** muestra la dinámica de la señal de potencia activa de consigna del AG-DFIG junto con la respuesta de la potencia activa obtenida a la salida del modelo en respuesta al perfil eólico aplicado. La ilustración evidencia un correcto seguimiento de la señal de referencia, la cual fuera generada mediante la aplicación del algoritmo MPPT). De manera adicional, en la **Figura 3.16b**, se ha graficado la dinámica del error relativo de potencia que se obtiene al implementar el controlador ($\varepsilon_r = 1 - P_g/P_g^*$). En esta ilustración se puede comprobar que, para velocidades de viento inferiores al valor de la velocidad nominal del aerogenerador, v_{nom} , el error en el seguimiento de la potencia activa de consigna está por debajo del 1%. Los dos picos, que se evidencian claramente en esta figura, corresponden al valor transitorio que toma el error cuando el aerogenerador pasa de la zona de optimización a la zona de velocidad cuasi-constante de sus características $P-\omega$ (**Figura 3.7**), y viceversa. Dado que, el tiempo de permanencia del error es relativamente corto y que su amplitud se encuentra en torno al 6%, éste puede ser considerado como aceptable para justificar el correcto desempeño del controlador de velocidad.

Figura 3.16. Resultados de la simulación en el dominio del tiempo: a) Potencia activa, b) Error relativo de potencia.

Ahora bien, en la **Figura 3.17** se ha graficado la dinámica de potencia mecánica desarrollada por la turbina y la potencia activa generada por el DFIG y, además, la velocidad angular alcanzada por el conjunto turbina-generator para el régimen de vientos considerado. Nótese en la **Figura 3.17a** que, la potencia mecánica crece de forma casi escalonada en función del viento incidente en la turbina y que, al final de cada intervalo de 20 segundos, la potencia activa se equilibra con la mecánica. La **Figura 3.17b** muestra que, durante el desequilibrio transitorio de potencias, se produce la aceleración angular del eje. Esto es consecuencia de la dinámica rotacional del sistema mecánico del AG-DFIG representada por (3.22).

Figura 3.17. Resultados de la simulación en el dominio del tiempo: a) Potencia mecánica vs. Potencia activa, b) Velocidad angular del conjunto turbina-generator.

Obsérvese en la **Figura 3.17a** que, cuando la velocidad del viento incidente asciende a los 14 m/s (por encima de la velocidad nominal del AG-DFIG), la potencia mecánica desarrollada por la turbina excede la potencia nominal del generador, la cual se mantiene en su valor máximo especificado: $P_{nom} = P_{max} = 1$ pu. Esta descompensación de potencias se traduce, por supuesto, en una sobre-aceleración angular en el eje del conjunto turbina-generator, haciendo que la velocidad rotórica supere el valor máximo recomendado por el fabricante del modelo comercial que ha sido tomado como ejemplo en este trabajo: $\omega_{max} = 1.21$ pu (**Figura 3.17b**). Este problema de sobre-velocidad puede ser solventado por medio de la utilización de un sistema de control auxiliar cuyo criterio de regulación se basa en que, si no es posible incrementar la potencia activa del generador a valores superiores a su nominal y con esto limitar la aceleración del conjunto turbina-generator, se puede limitar la potencia eólica capturada por la turbina, mediante la variación del ángulo de paso de pala y, con esto, conseguir equiparar la potencia mecánica con la potencia activa máxima del generador. El estudio de este sistema de control se presenta en la sección 3.3.5.

Un hecho interesante que revela la **Figura 3.17a** es que, cuando la potencia mecánica desarrollada por la turbina disminuye debido al decremento de la velocidad del viento incidente, la potencia eléctrica se mantiene constante y en su valor máximo a pesar de que el valor de la potencia mecánica es inferior. Dado que el control de potencia activa MPPT está directamente relacionado con la velocidad de giro, y que en esta situación operativa en particular ésta se encuentra en un valor elevado, la potencia activa de consigna seguirá siendo $P_{max} = 1$ pu. El aerogenerador es capaz de sustentar esta condición haciendo uso de la energía cinética almacenada en sus masas rotativas. Esta particularidad que presentan los aerogeneradores de velocidad variable será de mucha utilidad para la concepción, planteamiento y estudio de las estrategias de control de frecuencia desarrolladas en el presente trabajo, las cuales son presentadas en el Capítulo 4.

Por último, la **Figura 3.18** muestra las características $P-\omega$ del AG-DFIG particularizadas para este ejemplo en concreto. En esta gráfica se han sobrepuesto las series temporales correspondientes a las variables potencia activa, P_g , y velocidad del rotor, ω_g , obtenidas en la simulación (**Figura 3.17**) con el objeto de ilustrar la proximidad de los valores obtenidos mediante el modelo desarrollado respecto a los valores teóricos esperados.

Figura 3.18. Característica $P-\omega$ particularizada para el perfil eólico de la **Figura 3.15**.

3.3.5. Sistema de control de paso de pala

El sistema de control de paso de pala está concebido para limitar la potencia capturada por la turbina en condiciones eólicas superiores al valor nominal de diseño, v_{nom} , y así evitar que la velocidad de giro del conjunto turbina-generator exceda su valor máximo. Como ya se explicó de forma breve en la subsección anterior, cuando la potencia mecánica desarrollada por la turbina supera a la potencia activa máxima desarrollada por el generador DFIG, resulta necesario empobrecer las características aerodinámicas de la turbina para lograr equiparar estas dos potencias. Esto se consigue al modificar el ángulo de calado de las palas, lo que introduce valores positivos al ángulo de paso de pala, β . Esta acción tiene como consecuencia la reducción del valor del coeficiente de potencia, $C_p(\lambda, \beta)$, formulado en la ecuación (3.8) e ilustrado en la **Figura 3.4**. Por tanto, este controlador deberá generar una consigna del ángulo de paso de pala, β^* , cuando se detecte que la velocidad rotórica del eje de transmisión supera el valor máximo especificado, ω_{max} . La **Figura 3.19** muestra la estructura típica de este sistema de control [94,106,108], en donde las acciones de regulación están gobernadas por un controlador PI y en donde la dinámica de los servomecanismos que llevan a cabo el proceso de rotación de las palas junto con sus sistemas de control internos está representada por un actuador de primer orden con constante de tiempo τ_p . Además, se tiene que confinar la variación del ángulo de paso de pala entre unos límites de seguridad β_{min} y β_{max} y limitar la tasa de variación máxima de esta variable, $d\beta/dt(max)$. Los valores típicos que podrían adoptar estos parámetros han sido tomados de [64,92,94] y se presentan en la **Tabla 3.6**.

Figura 3.19. Controlador de paso de pala.

Tabla 3.6. Parámetros típicos del controlador de paso de pala.

Parámetro	Valor y unidad
K_{Ppc}	500
K_{Ipc}	0
$\beta_{\min}$	0°
$\beta_{\max}$	27°
$d\beta/dt_{\max}$	$10^\circ/s$
τ_P	0.3 s

A continuación, se someterá al modelo electromecánico del AG-DFIG resultante a condiciones operativas similares a aquellas establecidas en la sección 3.3.4. Los resultados de la simulación en el dominio del tiempo se presentan en la **Figura 3.20**.

Figura 3.20. Resultados de la simulación en el dominio del tiempo: a) Potencia mecánica vs. Potencia activa, b) Velocidad angular del conjunto turbina-generator y c) Angulo de paso de pala.

Obsérvese en la **Figura 3.20a**, la correcta limitación de la potencia mecánica de la turbina eólica conseguida cuando la velocidad del viento incidente supera los 12 m/s. Como consecuencia, la velocidad angular del conjunto turbina-generator es mantenida en torno a su valor máximo $\omega_{\max} = 1.21$ pu (**Figura 3.20b**). Finalmente, la **Figura 3.20c** muestra la respuesta del ángulo de paso de pala a las acciones de control de potencia eólica capturada.

Con la incorporación del controlador de paso de pala al modelo del AG-DFIG desarrollado a lo largo de este capítulo, se da por completado el proceso de modelación. Por último, la **Figura 3.21** muestra el esquema resultante del proceso de modelación de un AG-DFIG simplificado para estudios de control primario de frecuencia.

Figura 3.21. Modelo simplificado del AG-DFIG desarrollado.

3.3.6. Validación del modelo

En este apartado se analiza el comportamiento en el dominio del tiempo del AG-DFIG desarrollado en este trabajo (**Figura 3.22**), prestando particular atención al comportamiento de ciertas variables de interés y comparándolas con algún modelo de referencia. Se usará como medio de validación el modelo *Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type)* disponible en la librería SimPowerSystems de Simulink de MATLAB®. Este bloque integra una representación matemática muy detallada de la máquina y considera la mayor parte de los efectos mecánicos, eléctricos y electromagnéticos involucrados en su operación. Para trabajar con casos comparables, se someterán a los dos modelos a las mismas condiciones de operación y parámetros (Tablas 3.1-3.6) y al régimen de vientos ilustrado en la **Figura 3.15**. Las pérdidas de potencia activa del modelo detallado han sido deshabilitadas y éste será conectado a una fuente de tensión trifásica para simular a un nudo de potencia infinita (**Figura 3.23**). Los valores de los parámetros de los elementos que conforman este sistema de pruebas se resumen en las Tablas 3.7-3.9.

Figura 3.22. Representación compacta del modelo simplificado desarrollado.

Figura 3.23. Diagrama unifilar del sistema de pruebas implementado en MATLAB/Simulink®.

Tabla 3.7. Datos técnicos del transformador T₁.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Capacidad nominal	S_t	50 MVA
Tensión nominal primaria	E_p	120 kV
Tensión nominal secundaria	E_s	25 kV
Tipo de conexión	Y_g-D_1	-
Resistencias serie	R_1	0.0027 pu
	R_2	0.0027 pu
Impedancias serie	L_1	0.08 pu
	L_2	0.08 pu
Parámetros paralelo	R_m	500 pu
	L_m	500 pu

Tabla 3.8. Datos técnicos del transformador T_{AG1}.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Capacidad nominal	S_t	2 MVA
Tensión nominal primaria	E_p	25 kV
Tensión nominal secundaria	E_s	575 V
Tipo de conexión	D_1-Y_g	-
Resistencias serie	R_1	8.33×10^{-4} pu
	R_2	8.33×10^{-4} pu
Impedancias serie	L_1	0.025 pu
	L_2	0.025 pu
Parámetros paralelo	R_m	500 pu
	L_m	500 pu

Tabla 3.9. Datos técnicos del modelo de línea de transporte.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidad
Modelo	-	Parámetros concentrados
Resistencia serie	R_0	0.413 Ω /km
	R_1	0.1153 Ω /km
Impedancia serie	L_0	3.32 mH/km
	L_1	1.05 mH/km
Capacitancia paralelo	C_0	5.01 nF/km
	C_1	11.33 nF/km

A continuación, en la **Figura 3.24** se comparan las dinámicas de las variables: potencia activa de salida, velocidad de giro (ambas en pu) y el ángulo de paso de pala (grados), obtenida con los dos modelos considerados. En esta se puede evidenciar una muy alta correlación en amplitud y tiempo del modelo desarrollado con respecto al modelo de referencia. Esto permite, por tanto, dar por válida la representación simplificada desarrollada en términos de su precisión numérica y dinámica temporal de las principales variables de interés dentro de un estudio de control primario de frecuencia, objetivo central de este trabajo.

Figura 3.24. Validación del modelo desarrollado: a) Potencia activa, b) Velocidad angular del conjunto turbina-generator y c) Ángulo de paso de pala.

3.4. Incorporación del modelo electromecánico del AG-DFIG en el esquema de CPF.

A continuación, se volverá a considerar el ejemplo de integración de generación eólica en un sistema eléctrico débil y aislado, el cual fuera presentado y discutido en la sección 2.2.3 de esta memoria (**Figura 2.11**). El sistema está compuesto por dos generadores síncronos de pequeña capacidad y un AG-DFIG sometido a un régimen de vientos constante ($v = 9.6$ m/s) y, éstos a su vez, alimentando a una carga resistiva constante. Ahora bien, de acuerdo con la base teórica expuesta en la sección 2.2.2, el esquema de control primario de frecuencia (CPF) correspondiente al este caso de estudio se muestra en la **Figura 3.25**, en el cual se ha incluido el aporte de potencia activa por parte del AG-DFIG desarrollado en este capítulo. En este esquema, w_{AG} , es el factor de participación del aerogenerador, cuya definición es similar a la introducida para w_i (sección 2.2.2), con la particularidad de que éste no se toma en cuenta para la evaluación de la constante de inercia equivalente del sistema, H_{eq} , formulada en (2.14). Esto es debido a que el régimen de giro del conjunto turbina-generator de un aerogenerador de velocidad variable está desacoplado de la frecuencia impuesta por la red gracias a los algoritmos de control que gobiernan las acciones

de los convertidores electrónicos de potencia en la regulación del flujo de potencia desde la máquina hacia la red y viceversa. Por tanto, bajo este criterio de operación, la inercia natural de las masas rotativas del aerogenerador no está a disposición directa de la red para conformar su inercia síncrona equivalente. Este particular, se explica con mayor detalle en la parte introductoria del Capítulo 4. Para respetar los principios físicos empleados en la formulación analítica del esquema de CPF, la inyección de potencia del aerogenerador es considerada como una carga con signo negativo. Al no encontrarse en operación el generador síncrono SG_2 , para este caso en concreto, es necesario anular su contribución en el esquema de CPF, haciendo $w_2 = 0$. En consecuencia, la constante de inercia relativa del sistema será $H_r = 0.5$, según lo definido en (2.18). Por último, teniendo en cuenta la potencia base escogida para estudiar el sistema de pruebas y la capacidad instalada del AG-DFIG (1.5 MW), su factor de participación será $w_{AG} = 0.48$. Las condiciones iniciales establecidas para el AG-DFIG son las mismas que fueron definidas en la **Tabla 2.8** en la sección 2.2.3.

Figura 3.25. Incorporación del modelo electromecánico del AG-DFIG desarrollado en el esquema de CPF.

Ahora bien, una vez implementado el esquema de la figura anterior en Simulink/MATLAB®, se procede a conducir al sistema a un evento de frecuencia mediante la aplicación de un incremento repentino de la demanda similar a aquel considerado en el ejemplo presentado en la sección 2.2.1. La **Figura 3.26** muestra los resultados obtenidos mediante la simulación en el dominio del tiempo de las variables de interés en un estudio de frecuencia de red. En esta se puede evidenciar que, incluso con la incorporación del AG-DFIG, sigue existiendo una fuerte correlación (amplitud/tiempo) entre la dinámica obtenida por medio de la representación detallada de los componentes del sistema y su enfoque simplificado (esquema de CPF). Nótese que en el modelo detallado se puede percibir una minúscula respuesta de potencia activa por parte del AG-DFIG durante la aplicación de la perturbación. Esto se debe a que, aunque el régimen rotacional del AG-DFIG es independiente de la frecuencia de la red, su estator se encuentra directamente conectado a la red trifásica y, por tanto, es sensible a la presencia de la perturbación aunque no de una forma tan apreciable.

Figura 3.26. Respuesta del sistema ante un incremento súbito de la carga considerando la integración de generación eólica: a) potencia del generador, b) potencia activa del AG-DFIG, c) frecuencia, d) ROCOF.

En la **Tabla 3.10**, se pueden apreciar las pequeñas diferencias existentes entre los valores de los parámetros: Δf_{max} , Δf_{ce} y $ROCOF_{max}$ obtenidos mediante los dos enfoques para la representación de la dinámica temporal del sistema eléctrico (detallado y simplificado), con errores relativos del 0.82%, 3.22% y 6.71%, respectivamente. La aparición de estos errores se debe a que el modelo detallado toma en consideración todos los efectos eléctricos y magnéticos involucrados en la operación del sistema: la pequeña respuesta presentada por el AG-DFIG durante la aparición de la perturbación; el efecto amortiguador provisto por el generador síncrono convencional, los devanados de los transformadores y los parámetros eléctricos distribuidos en las líneas de transporte; y las pérdidas eléctricas que presentan los diferentes componentes. En todo caso, la aproximación sigue resultando adecuada y útil para el estudio de sistemas multi-máquina, con un menor esfuerzo computacional y alto grado de exactitud.

Tabla 3.10. Respuesta de la frecuencia del sistema considerando la integración de generación eólica.

Parámetro	Modelo detallado		Modelo simplificado
	SG ₁	SG ₂	
Δf_{max} (Hz)	0.242	0	0.244
Δf_{ce} (Hz)	0.186	0	0.192
$ROCOF_{max}$ (Hz/s)	1.877	0	1.751

Capítulo 4. Estrategias de control de frecuencia

4.1. Introducción.

Conforme a lo expuesto en el Capítulo 2 de este informe, la dinámica de la frecuencia de un sistema de energía eléctrica en respuesta a un desequilibrio entre potencia generada y demandada está determinada por la respuesta inercial de los generadores síncronos operativos, los cuales son capaces de asumir el déficit/superávit de energía eléctrica haciendo uso de la energía cinética almacenada en sus masas rotativas. Luego, cuando se integra un aerogenerador de velocidad variable en el sistema, no es de esperar que éste responda de forma similar a un generador síncrono convencional conectado directamente a la red ante la aparición de desviaciones en la frecuencia causadas por la descompensación de potencias antes descrita. Esto debido a la filosofía con la que operan los aerogeneradores: despacho de potencia activa en bornes tal que permita la extracción óptima de la potencia eólica incidente en la turbina para un amplio rango de velocidades del viento. El algoritmo que hace posible la implementación de este criterio de control es el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), estudiado en detalle en la sección 3.3.1.2. La operación del aerogenerador bajo un régimen de velocidad angular independiente de la pulsación angular impuesta por la red permite sacarle el mejor provecho a la máquina en términos de eficiencia, característica que ha sido determinante al momento de seleccionar este tipo de tecnología en la mayoría de los parques eólicos existentes hoy en día. Sin embargo, esta misma característica hace del aerogenerador de velocidad variable una entidad carente de sensibilidad a los cambios de la frecuencia de la red, haciendo imposible su contribución inercial junto con el resto de los agentes síncronos conforman el sistema. Por lo tanto, desde la perspectiva del sistema eléctrico, la inercia natural de los generadores eólicos de este tipo se encuentra “escondida” y, por ende, no suma en la conformación de la constante de inercia equivalente del sistema, parámetro constituido por toda la generación síncrona convencional operativa. Tal y como se discutió en la sección 2.2.3, la integración masiva de este tipo de agentes de generación que suponga el desplazamiento de los generadores síncronos existentes trae consigo la degradación de las características inerciales de un sistema eléctrico, hecho que repercute de forma negativa en la respuesta de la frecuencia en presencia de perturbaciones. También, se demostró que este efecto negativo puede aumentar progresivamente conforme el porcentaje de penetración de los aerogeneradores de velocidad variable tiende a incrementarse.

A pesar de que la turbina eólica que conforma un aerogenerador gira a una velocidad angular considerablemente menor (típicamente de 3 a 10 RPM) en comparación con otras tecnologías de generación tradicionales (hidráulica, nuclear, vapor, gas, etc.), el enorme tamaño y envergadura del rotor eólico le dota de una enorme capacidad de almacenamiento de energía cinética, la cual puede ser completamente equiparable con aquellas que poseen las tecnologías convencionales antes citadas (**Tabla 4.1**) [53,56,68]. Por lo tanto, resulta imprescindible aprovechar esta característica física del aerogenerador y ponerla a disposición del sistema para mitigar el efecto negativo derivado de la integración de este agente de generación en términos de la respuesta inercial y del control primario de frecuencia.

Tabla 4.1. Recursos inerciales típicos de algunas tecnologías de generación eléctrica.

Tecnología de generación	Constante de inercia [s]
Eólica	2-6
Hidráulica	2-4
Vapor (Nuclear)	4-10
Gas	8.9-11.4

En los últimos años, se ha difundido en la literatura un gran número de trabajos científicos, por ejemplo [34,109–114], en los cuales se demuestra que es teóricamente factible explotar la inercia natural de los aerogeneradores de velocidad variable por medio de una cuidadosa modificación de los esquemas de control existentes y, en muchos casos, sin que sea necesaria la adición de equipamiento eléctrico auxiliar. Los aportes científicos antes referenciados, utilizan el concepto de “inercia virtual” o también conocido en la literatura como “inercia sintética”, “extracción de inercia escondida”, “control inercial”, entre otros, para el planteamiento de sus propuestas. En este trabajo, se parte del mismo concepto para la concepción y el planteamiento de las principales contribuciones científicas, las cuales, están orientadas a la consecución de dos objetivos: la provisión de soporte a la frecuencia a la red y la mitigación de las fluctuaciones de potencia eólica inyectada al sistema debido a la naturaleza intermitente del recurso.

4.2. Concepto de inercia virtual en un aerogenerador de velocidad variable.

En la sección anterior se explicó que si se implementan algunos criterios de control adicionales al de extracción óptima de potencia (MPPT) en un aerogenerador de velocidad variable, tales que, permitan a la máquina emular una respuesta inercial similar a la que tendría un generador síncrono convencional, se propiciaría su participación en las tareas de control y sostenimiento de la frecuencia del sistema con sus consecuentes beneficios para la estabilidad de la red. No obstante, hay que tener en cuenta que la respuesta inercial conseguida (entendida como un aumento o reducción de la potencia activa despachada en función de los desvíos de frecuencia del sistema) sería forzada, controlada, virtual o sintética, pero sustentada energéticamente en una propiedad física y real del aerogenerador: su inercia natural. De este hecho nace el concepto de inercia virtual, el cual ha sido acuñado y empleado por un gran número de investigadores en la literatura [34,109–111,113–115].

Para el planteamiento analítico de este concepto, considérese que la variación de la energía cinética almacenada en las masas rotativas de un aerogenerador, cuando la velocidad angular de su eje cambia de ω_{g0} a ω_{g1} , puede ser calculado mediante la expresión:

$$\begin{aligned}\Delta E_{WT[J]} &= \frac{1}{2} J_{eq[kg \cdot m^2]} \left(\omega_{g1[rad/s]}^2 - \omega_{g0[rad/s]}^2 \right) \\ \Delta E_{WT[J]} &= \frac{1}{2} J_{eq} \left[\left(\omega_{g0} + \Delta \omega_g \right)^2 - \omega_{g0}^2 \right]\end{aligned}\quad (4.1)$$

Donde: $\Delta \omega_g = \omega_{g1} - \omega_{g0}$ y J_{eq} es el momento de inercia natural del aerogenerador.

De manera análoga, si se calcula la misma variación energética bajo la hipótesis de que el aerogenerador se comporta como un generador síncrono convencional, cuyo régimen de giro pasa de su condición de sincronismo, ω_{s0} , a una nueva velocidad, ω_{s1} , se tiene que:

$$\begin{aligned}\Delta E_{WT[J]} &= \frac{1}{2} J_{vir[kg \cdot m^2]} \left(\omega_{s1[rad/s]}^2 - \omega_{s0[rad/s]}^2 \right) \\ \Delta E_{WT[J]} &= \frac{1}{2} J_{vir} \left[\left(\omega_{s0} + \Delta \omega_s \right)^2 - \omega_{s0}^2 \right]\end{aligned}\quad (4.2)$$

En donde: $\Delta \omega_s = \omega_{s1} - \omega_{s0}$ y J_{vir} se define como el momento de inercia virtual del aerogenerador. El término “virtual” viene de la suposición de que el aerogenerador de velocidad variable funciona como una máquina síncrona. Dado que, la energía calculada bajo esta hipótesis tiene que ser equivalente a aquella conseguida mediante la definición expresada en (4.1), al igualar esta ecuación con (4.2) es posible definir el momento de inercia virtual como:

$$J_{vir} = \frac{(2\omega_{g0} + \Delta\omega_g)\Delta\omega_g}{(2\omega_{s0} + \Delta\omega_s)\Delta\omega_s} J_{eq} \quad (4.3)$$

Dado que, en estudios de estabilidad de frecuencia se suelen considerar pequeños desvíos de las variables de interés [53,56], resulta razonable asumir en (4.3) que: $2\omega_{s0} \gg \Delta\omega_s$. Luego, la **Figura 4.1** muestra todo el rango operativo de un aerogenerador, en términos de la velocidad angular del conjunto turbina-generador, tomando como referencia el modelo comercial del AG-DFIG estudiado en el Capítulo 3. En esta ilustración se evidencia que para todo el rango de velocidades del aerogenerador, se cumple la desigualdad: $2\omega_{g0} \gg \Delta\omega_g$.

Figura 4.1. Características rotacionales de un aerogenerador de velocidad variable.

Tomando en cuenta las consideraciones antes mencionadas: $2\omega_{s0} \gg \Delta\omega_s$ y $2\omega_{g0} \gg \Delta\omega_g$, es posible reescribir (4.3) como (4.4), en donde la relación $\Delta\omega_g/\Delta\omega_s$ es definida como el coeficiente de inercia virtual, k_{vir} .

$$J_{vir[kg \cdot m^2]} \approx \frac{\omega_{g0}\Delta\omega_g}{\omega_{s0}\Delta\omega_s} J_{eq} = \frac{\omega_{g0}[rad/s]}{\omega_{s0}[rad/s]} k_{vir} J_{eq[kg \cdot m^2]} \quad (4.4)$$

Expresando la ecuación anterior en términos de la constante de inercia natural y constante de inercia virtual del aerogenerador, H_{eq} y H_{vir} , respectivamente, se tiene:

$$H_{vir[s]} = \frac{\omega_{g0}[pu]}{\omega_{s0}[pu]} k_{vir} H_{eq[s]} \quad (4.5)$$

De las ecuaciones (4.4) y (4.5) se puede concluir que la inercia virtual de un aerogenerador es un parámetro que, además de depender del valor de su inercia natural, es directamente proporcional al coeficiente de inercia virtual, k_{vir} . Además, la inercia virtual está condicionada por el estado rotacional de la máquina al momento de la evaluación de este parámetro, medido en términos de las variables ω_{s0} y ω_{g0} . A diferencia del generador síncrono convencional, en el cual la velocidad de su rotor, ω_{s0} , está determinada por la frecuencia de la red, la cual a su vez sufre ligeras variaciones: en torno al $\pm 1\%$ de su valor nominal [62], la variación de la velocidad del rotor de un aerogenerador de velocidad variable puede ser mucho mayor: en un rango máximo del $\pm 30\%$ respecto a su velocidad nominal [94]. Esto hace que la inercia virtual de un aerogenerador sea tantas veces mayor que su inercia natural. Por ejemplo, la **Figura 4.2** muestra la evaluación del coeficiente k_{vir} para los intervalos de variación típicos de las variables $\Delta\omega_s$ y $\Delta\omega_g$. Nótese que, mientras mayor sea el rango de aceleración o deceleración de la velocidad angular del aerogenerador, el valor que adopta la constante k_{vir} supera claramente la unidad. Esto permite tener una noción de cómo la inercia virtual de la máquina supera a la inercia natural en función del grado de variación de velocidad angular al cual sea sometido el rotor. Sin embargo, se debe

tener presente que, a diferencia de la inercia natural, la inercia virtual corresponde a un valor instantáneo, con una naturaleza transitoria y de relativamente corta duración.

Figura 4.2. Coeficiente de inercia virtual de un aerogenerador de velocidad variable.

La extracción de la energía cinética del aerogenerador por medio de este concepto se consigue al decelerar de manera forzada el rotor mediante el establecimiento de una señal de consigna de potencia eléctrica (o par electromagnético) cuyo valor sea mayor que aquella potencia mecánica (o par mecánico) ejercida por la turbina, como se puede deducir al evaluar la ecuación de oscilación del sistema mecánico del aerogenerador (3.21). Mientras mayor sea el desequilibrio existente entre estas dos potencias dentro de la máquina, mayor será la tasa de deceleración del conjunto turbina-generador. Un razonamiento análogo podría realizarse si en lugar de incrementar el valor de consigna potencia eléctrica, éste se coloca por debajo del valor de la potencia mecánica ejercida por la turbina. En este caso, se produciría la aceleración del rotor y, por consiguiente, se estaría almacenando energía cinética en las masas rotativas del aerogenerador.

Ahora bien, la extracción o almacenamiento de la energía cinética en un aerogenerador mediante la aplicación de un desvío de potencia, ΔP , puede calcularse como sigue:

$$\begin{aligned}\Delta P_{[W]} &= -\frac{d}{dt} E_{WT} = -\frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} J_{vir[kg \cdot m^2]} \omega_s^2 [rad/s] \right) \\ \Delta P_{[W]} &= -\frac{1}{2} J_{vir[kg \cdot m^2]} \frac{d}{dt} (\omega_s^2 [rad/s]) \\ \Delta P_{[W]} &= -J_{vir[kg \cdot m^2]} \omega_s [rad/s] \frac{d\omega_s [rad/s]}{dt}\end{aligned}\tag{4.6}$$

Aplicando la definición de constante de inercia, H_{vir} , en (4.6):

$$\begin{aligned}\Delta P_{[W]} &= -\left(\frac{2H_{vir[s]} P_{base[W]}}{\omega_{s,base}^2 [rad/s]} \right) \omega_s [rad/s] \frac{d\omega_s [rad/s]}{dt} \\ \Delta P_{[pu]} &= \frac{\Delta P_{[W]}}{P_{base[W]}} = -2H_{vir[s]} \frac{\omega_s [rad/s]}{\omega_{s,base} [rad/s]} \frac{d(\omega_s [rad/s] / \omega_{s,base} [rad/s])}{dt} \\ \Delta P_{[pu]} &= -2H_{vir[s]} \omega_s [pu] \frac{d\omega_s [pu]}{dt}\end{aligned}\tag{4.7}$$

Finalmente, expresando la ecuación anterior en términos de la constante de inercia natural, H_{eq} , y haciendo $\omega_{s[pu]} = f_{s[pu]}$:

$$\Delta P_{[pu]} = -2 \underbrace{\left(\frac{\omega_{g0[pu]} k_{vir} H_{eq[s]}}{\omega_{s0[pu]}} \right)}_{K_0} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt} \quad (4.8)$$

Por tanto, para propiciar la participación del aerogenerador en las tareas de regulación de frecuencia, la máquina tendrá que responder con un incremento de su potencia de salida, ΔP , con respecto a aquella potencia generada mediante el criterio de conversión óptimo impuesto por el algoritmo de control MPPT cuando el sistema experimente una variación en su frecuencia ($df_s/dt \neq 0$). De esta manera, se estaría consiguiendo una respuesta inercial emulada por parte del aerogenerador.

Ahora bien, existen varios enfoques tradicionales para hacer factible la provisión de esta respuesta inercial, los cuales están basados en el uso de la ecuación (4.8). Por ejemplo, en [113,114,116,117] la señal de control ΔP es adicionada directamente a la señal de consigna de potencia activa mediante el método MPPT en el esquema de control de velocidad del aerogenerador (**Figura 3.14**), de modo similar a como se ilustra en la **Figura 4.3**. En esta representación, K_0 es la ganancia del lazo auxiliar de control, la cual ha sido definida en la ecuación (4.8).

Figura 4.3. Lazo de control auxiliar agregado al controlador de velocidad del aerogenerador.

A continuación, para poner a prueba la respuesta que tendría un aerogenerador de velocidad variable con la incorporación de este lazo auxiliar de control, se plantea un sistema de pruebas básico haciendo uso del modelo electromecánico simplificado propuesto en el capítulo 3 (**Figura 3.22**). En esta ocasión, la adición del lazo de control de frecuencia le otorga al modelo simplificado una nueva variable de entrada: la frecuencia de la red, f_s , la cual, puede ser expresada también en términos de su desvío respecto a la frecuencia nominal, $\Delta f_s = f_s - f_{nom}$. La **Figura 4.4** muestra las variables de entrada y de salida de interés en este proceso de comprobación.

Figura 4.4. Variables de entrada y salida del modelo.

A fin de contar con un entorno controlado para la realización de este experimento, se procederá a utilizar una señal emulada que represente el comportamiento típico de la frecuencia del sistema ante un evento de sub-frecuencia y su posterior restablecimiento por parte del esquema jerarquizado de control de frecuencia. Para ello, se utilizará el generador de señal esquematizado

en la **Figura 4.5**, en donde los valores asignados a los diferentes parámetros se resumen en la **Tabla 4.2**. En esta tabla, también se incluyen los valores numéricos de algunos parámetros del modelo simplificado del aerogenerador y se indican, además, las condiciones iniciales de ciertas variables de interés. Por último, de acuerdo con (4.8) y con los datos de la **Tabla 4.2**, se puede evaluar numéricamente la ganancia del lazo auxiliar de control como: $K_0 = 81.25$.

Figura 4.5. Generación de la señal de prueba.

Tabla 4.2. Valores asignados a los parámetros del modelo de prueba.

Parámetro	Valor y unidad
Generador señal de prueba	
K	-1×10^{-3}
t_0	1 s
T_1	0.2 s
T_2	1 s
Aerogenerador (AG-DFIG)	
k_{vir}	8
f_{base}	60 Hz
v	9.6 m/s (Constante)
Condiciones iniciales del modelo del aerogenerador	
ω_{s0}	1 pu
ω_{g0}	0.96 pu
P_{g0}	0.3738 pu
T_{em0}	0.3894 pu
β_0	0°

La **Figura 4.6** muestra la señal generada mediante la implementación del esquema de la **Figura 4.5** en el entorno de simulación MATLAB/Simulink®. La dinámica de la señal resultante, evidencia la evolución típica de la frecuencia ante un evento de contingencia que ocasiona su caída transitoria y el proceso de recuperación posterior recuperación gracias a la acción de los controladores de frecuencia implementados en el sistema.

Figura 4.6. Señal de prueba aplicada al modelo del aerogenerador.

A continuación, esta señal es aplicada al modelo simplificado del aerogenerador de velocidad variable para evaluar su comportamiento. Los resultados obtenidos mediante simulación en el dominio del tiempo se muestran en la **Figura 4.7**. En esta se observa que, la dinámica de la frecuencia del sistema produce en el lazo auxiliar de control un requerimiento de incremento de la potencia activa, ΔP , necesario para hacer factible la provisión de una respuesta inercial por parte del aerogenerador (**Figura 4.7a**). Esta respuesta teórica, la cual es obtenida al evaluar la ecuación (4.8), tiene que verse fielmente reflejada en la señal de consigna de potencia activa de salida del aerogenerador, P_g^* . Mientras tanto, si se analiza la **Figura 4.7b**, es de esperar que la señal de consigna proveniente de la característica MPPT, P_{MPPT} , permanezca prácticamente inalterada por cuanto las condiciones eólicas a las cuales se encuentra sometido el aerogenerador en este caso en concreto, son invariables en el tiempo. No obstante, obsérvese que en el rango temporal en el cual se solicita el desvío de potencia ΔP , el valor de P_{MPPT} varía muy ligeramente para luego recuperar su valor previo a la ocurrencia de la contingencia. Esto se debe a que la señal de consigna generada mediante el algoritmo MPPT, depende de la velocidad angular del conjunto turbina-generator (3.15), ω_g , la cual, durante la solicitud de respuesta inercial, sufre una caída respecto de su condición inicial (**Figura 4.7c**). Esto es de esperar, por cuanto, al haber considerado una velocidad del viento incidente constante, el incremento de potencia activa requerido tiene que ser sustentado energéticamente únicamente por los recursos inerciales disponibles en las masas rotativas del aerogenerador. Finalmente, la **Figura 4.7d** ilustra la dinámica de la señal de consigna de potencia activa de salida del aerogenerador, la cual incluye la respuesta inercial emulada introducida por el lazo auxiliar de control.

Figura 4.7. Dinámica de las variables del aerogenerador: a) desvío de potencia establecido por el lazo auxiliar de control, b) señal de consigna de potencia activa de salida MPPT, c) velocidad angular del conjunto turbina-generator, d) señal de consigna de potencia activa de salida resultante y aplicada al controlador de velocidad del aerogenerador.

A continuación, en la **Figura 4.8** se grafica la respuesta inercial teórica establecida por el lazo adicional de control (**Figura 4.7a**) junto con la respuesta inercial obtenida a la salida del aerogenerador, expresada en términos del desvío de P_g^* respecto al valor de consigna de potencia mediante el método MPPT: $\Delta P_g^* = P_g^* - P_{MPPT}$. Esta comparativa más detallada revela que la señal teórica esperada no es representada fielmente en la señal de consigna resultante mediante el uso del enfoque esquematizado en la **Figura 4.3**, en el cual, la señal ΔP es adicionada de forma directa a la señal de consigna P_{MPPT} para ser aplicada en el esquema de control de velocidad del aerogenerador. Esto, por supuesto, se traduce en una pérdida de efectividad de las acciones correctivas implementadas, medida en términos del nivel de correlación entre las dinámicas de las respuestas esperadas y obtenidas, el cual, puede verse perjudicado cuanto más profundo sea el margen de deceleración o aceleración del rotor del aerogenerador introducido por las estrategias de control basadas en el concepto de inercia virtual. En la siguiente sección, se propone un enfoque alternativo de implementación del lazo auxiliar de control en el controlador de velocidad de un aerogenerador con el objeto de solventar la problemática antes expuesta.

Figura 4.8. Comparación entre la respuesta teórica esperada y la respuesta obtenida a la salida del aerogenerador.

4.3. Desplazamiento de la curva MPPT para emular la respuesta inercial de un aerogenerador de velocidad variable.

La implementación del lazo auxiliar de control concebido para dotar al aerogenerador de una respuesta inercial efectiva ante variaciones de la frecuencia de la red mediante la superposición de las señales de consigna ΔP y P_{MPPT} (**Figura 4.3**), no permite obtener a la salida del esquema de control una señal de referencia que refleje de forma exacta la señal correctiva teórica esperada. Como se explicó en la sección anterior, esto se debe a que, durante la solicitud de un margen adicional de potencia activa, ΔP , el aerogenerador presenta una deceleración en su rotor, lo que a su vez introduce una modificación del valor de consigna de la potencia P_{MPPT} , que se refleja en un pequeño nivel de discrepancia entre el valor final de la señal de consigna a la salida del controlador y el valor teórico buscado.

Parece evidente que, si se encontrara algún mecanismo que permita embeber la señal correctiva del lazo auxiliar de control en la señal de consigna generada por el algoritmo MPPT, esta problemática quedaría solventada en cierta medida, pues, se podría ir ajustando el valor de la potencia activa de consigna, P_{MPPT} , independientemente del grado de deceleración que presente el rotor a fin de representar de la mejor forma posible la respuesta inercial teórica requerida.

La solución planteada en este trabajo parte de la premisa de que estos cambios en la potencia activa de consigna pueden ser llevados a cabo mediante un desplazamiento controlado de la curva MPPT de un aerogenerador de tal manera de forzar a la variable P_{MPPT} a adoptar una determinada dinámica en función de los objetivos perseguidos por el esquema de control aplicado. La idea sobre la que se sustenta esta solución, está inspirada en un trabajo científico existente en la literatura [118], la cual, será abordada con un mayor grado de profundidad en esta

sección y servirá de base para la concepción de las estrategias de control propuestas en esta investigación.

En primer lugar, para explicar la mecánica del proceso de desplazamiento de la curva MPPT, es necesario recurrir a la definición de esta característica, formulada en (4.9) y graficada en la **Figura 4.9**. La ecuación (4.9) ha sido expresada en base al manejo analítico de (3.14)-(3.16), en la cual, se ha introducido un factor de multiplicación, f_{Kopt} , cuyo valor, si difiere de la unidad, afecta directamente a la constante de optimización, K_{opt} , y con esto a toda la característica MPPT en el plano P - ω del aerogenerador, como se ejemplifica en la **Figura 4.9**. En esta ilustración, se observa que al introducir valores de $f_{Kopt} > 1$, se consigue desplazar la curva MPPT hacia la izquierda con respecto a la característica estándar y, de forma complementaria, valores de $f_{Kopt} < 1$ producen un desplazamiento de la curva hacia la derecha. En este trabajo, se define a f_{Kopt} como factor de optimización.

$$P_{MPPT[pu]} = \begin{cases} \frac{f_{Kopt} K_{opt} \omega_{0[pu]}^3}{(\omega_{0[pu]} - \omega_{min[pu]})} (\omega_{g[pu]} - \omega_{min[pu]}) & \omega_{min[pu]} \leq \omega_{g[pu]} < \omega_{0[pu]} \\ f_{Kopt} K_{opt} \omega_{g[pu]}^3 & \omega_{0[pu]} \leq \omega_{g[pu]} \leq \omega_{1[pu]} \\ \frac{(P_{max[pu]} - f_{Kopt} K_{opt} \omega_{1[pu]}^3)}{(\omega_{max[pu]} - \omega_{1[pu]})} (\omega_{g[pu]} - \omega_{max[pu]}) + P_{max[pu]} & \omega_{1[pu]} < \omega_{g[pu]} \leq \omega_{max[pu]} \end{cases} \quad (4.9)$$

Figura 4.9. Mecánica del desplazamiento de la curva MPPT.

Si se supone, por ejemplo que, previo al desplazamiento de la curva, el aerogenerador se encuentra operando sobre el punto A de sus características P - ω , en donde la potencia activa de referencia es P_A , asociada a una velocidad angular, ω_{g0} , la acción de desplazar la curva provoca que la potencia de consigna cambie su valor de P_A a P_B de forma instantánea, pues, este cambio resulta de evaluar numéricamente la ecuación (4.9). Entonces, la inercia natural del rotor hará que en el instante de la transición de P_A a P_B su velocidad angular siga siendo ω_{g0} , para posteriormente empezar a decaer debido al desequilibrio interno de potencias del aerogenerador (si se supone un régimen de vientos constante aplicado a la turbina). Durante el proceso de transición de las consignas de potencia activa, la situación operativa del aerogenerador puede ser descrita por la siguiente formulación:

$$\begin{aligned} \Delta P_{[pu]} &= P_{B[pu]} - P_{A[pu]} \\ \Delta P_{[pu]} &= f_{Kopt} K_{opt} \omega_{g0[pu]}^3 - K_{opt} \omega_{g0[pu]}^3 \end{aligned} \quad (4.10)$$

Despejando en la ecuación anterior el término f_{Kopt} , se obtiene:

$$f_{Kopt} = 1 + \frac{\Delta P_{[pu]}}{K_{opt} \omega_{g0[pu]}^3} \quad (4.11)$$

La expresión (4.11) muestra la relación existente entre el factor de optimización f_{Kopt} , y el desvío de potencia activa que se intenta introducir, ΔP . Un valor nulo de ΔP produce un f_{Kopt} unitario y, por tanto, en el plano P - ω se conserva la característica MPPT original. Luego, si el desvío de potencia requerido es positivo, el factor de optimización adoptará valores mayores a uno y, en el caso opuesto, los valores resultantes serán menores a la unidad.

Ahora bien, si en (4.10) se considera cualquier velocidad de giro, ω_g , asociada al valor de potencia P_B , es posible obtener una representación generalizada de la ecuación (4.11), como sigue:

$$f_{Kopt} = \left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g[pu]}} \right)^3 + \frac{\Delta P_{[pu]}}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} \quad (4.12)$$

Si en este punto, se toma en consideración la acción correctiva, ΔP , obtenida a la salida del lazo auxiliar de control y formulada en (4.8) y se la sustituye en la ecuación (4.12), se obtiene la siguiente expresión:

$$f_{Kopt} = \left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g[pu]}} \right)^3 - \frac{K_0}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt} \quad (4.13)$$

Esta última ecuación, define la naturaleza que tendría que adoptar el factor de optimización para implementar, mediante el desplazamiento de la curva MPPT, la respuesta inercial emulada por el lazo auxiliar de control estudiado en la sección 4.2. La **Figura 4.10** muestra el esquema de implementación de esta filosofía de regulación en un aerogenerador de velocidad variable, el cual, se ofrece como alternativa a la utilización del esquema tradicional ilustrado en la **Figura 4.3**.

Figura 4.10. Esquema de regulación de potencia mediante el desplazamiento de la curva MPPT.

Si se repite nuevamente el experimento descrito en la sección 4.2, en el cual, se aplicaba a la entrada del controlador de frecuencia del aerogenerador una señal de prueba (**Figura 4.6**), pero, considerando en este caso el esquema de la **Figura 4.10**, se obtienen los resultados ilustrados en la **Figura 4.11**. En estas gráficas se puede constatar que, la dinámica del desvío de potencia teórico para la emulación de la respuesta inercial por parte del aerogenerador (**Figura 4.11a**) ha sido correctamente introducida en la señal de consigna generada por el algoritmo MPPT (**Figura 4.11b**) mediante el desplazamiento de su curva característica. Naturalmente, dado que este incremento forzado de la potencia activa generada está respaldado por la energía cinética almacenada en el aerogenerador, a continuación, se produce una deceleración del rotor, como se puede constatar

en la **Figura 4.11c**. No obstante, es en este punto en donde esta técnica de control se diferencia del enfoque tradicional, pues, a pesar de producirse la reducción de la velocidad angular del rotor, el término $(\omega_{g0}/\omega_g)^3$ de la ecuación (4.13) tiene un efecto correctivo sobre el factor f_{Kopt} , el cual se reajusta para seguir fielmente la dinámica del incremento de potencia requerido, ΔP , como se comprobará más adelante. Por último, la **Figura 4.11d** muestra la dinámica del factor de optimización necesaria para producir el desplazamiento de la curva MPPT conforme a la respuesta inercial requerida.

Figura 4.11. Dinámica de las variables del aerogenerador: a) desvío de potencia teórico para emulación de respuesta inercial, b) señal de consigna de potencia activa de salida MPPT, c) velocidad angular del rotor, d) factor de optimización de la curva MPPT.

En la **Figura 4.12**, se evalúa la efectividad en el seguimiento de la respuesta inercial teórica establecida por la ecuación (4.8) por parte de los dos enfoques contrastados en este punto del desarrollo del trabajo. Por fines de comparación, la señal de consigna de potencia activa generada por los esquemas ilustrados en las Figuras 4.3 (Lazo auxiliar de control) y 4.10 (Desplazamiento de la curva MPPT), ha sido expresada en términos del desvío de P_g^* con respecto, en el primer caso, al valor de consigna de potencia mediante el método MPPT: $\Delta P_g^* = P_g^* - P_{MPPT}$ y, en el segundo caso, al valor de la potencia activa de consigna P_{MPPT} previo a la aparición de la perturbación. Ya en la comparativa, se puede evidenciar la notable mejoría en cuanto a la correlación alcanzada mediante el enfoque basado en el desplazamiento de la curva MPPT para producir las variaciones de potencia de consigna dentro del aerogenerador con respecto a la respuesta teórica esperada.

Figura 4.12. Comparación entre la respuesta teórica esperada y la respuesta obtenida a la salida del aerogenerador mediante los dos enfoques contrastados.

El proceso de comprobación realizado en esta sección ha permitido evaluar las bondades, en términos de exactitud, ofrecidas por la técnica de desplazamiento de la curva MPPT para producir variaciones en el valor de la potencia activa de consigna en un aerogenerador de velocidad variable. La alta efectividad alcanzada mediante la implementación de esta técnica justifica el hecho de que ésta sea tomada como base para la propuesta de las estrategias de control de frecuencia que constituyen el aporte científico de este trabajo, las cuales, serán abordadas en las siguientes secciones.

4.4. PROPUESTA 1: Estrategia de control de frecuencia basada en el concepto de inercia virtual.

Para el planteamiento de la primera estrategia de control aplicada a un aerogenerador, pensada para propiciar su participación en las tareas de control primario de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, se partirá de las conclusiones alcanzadas en la sección 4.3. En ésta, se demostró que es posible obtener una respuesta inercial efectiva por parte del aerogenerador mediante el desplazamiento de la curva MPPT hacia el lado derecho o izquierdo, dependiendo del sentido que adopte la variación de la frecuencia de la red. Estos cambios en el valor de la potencia activa despachada están sustentados en la energía cinética almacenada en las masas rotativas del aerogenerador y, por tanto, están basados en la aplicación del concepto de inercia virtual. La ecuación (4.13) muestra que toda vez que la frecuencia de la red presente cambios en el dominio del tiempo, es decir: $df_s/dt \neq 0$, el aerogenerador deberá ofrecer en su salida una variación de potencia con respecto al valor despachado bajo el criterio óptimo de conversión energética. Por tanto, el esquema de implementación resultante, mostrado en la **Figura 4.10**, presenta una única variable dependiente para condicionar la magnitud de su acción correctiva: la derivada de la frecuencia del sistema con respecto al tiempo. Como ya se expuso en la sección 2.2.2, el comportamiento que adquiere la frecuencia del sistema durante la ocurrencia de un evento de frecuencia está caracterizado por dos indicadores de interés: su desvío máximo, $|\Delta f_{\max}|$, y su tasa de variación temporal máxima, $|\text{ROCOF}|_{\max}$. La **Figura 4.13**, la cual ha sido obtenida a partir del análisis de la **Figura 4.6**, muestra la dinámica que adoptan las variables $|\Delta f_s|$ y $|df_s/dt|$ (o $|\text{ROCOF}|$) para este caso en concreto. En esta gráfica se puede apreciar que el indicador $|\text{ROCOF}|_{\max}$ se manifiesta de forma casi inmediata tras a la aparición de la perturbación. El esquema de control de respuesta inercial de la **Figura 4.10** es capaz de detectar la evolución temporal de la derivada de la frecuencia y, por tanto, se espera que su aplicación en las tareas de control primario de frecuencia de la red contribuya a la reducción de la magnitud de esta variable en alguna medida. Nótese sin embargo que, el esquema de control de respuesta inercial carece de sensibilidad al desvío de la frecuencia, Δf_s , cuyo valor máximo, $|\Delta f_{\max}|$, se presenta momentos después del inicio del evento de frecuencia (**Figura 4.13**). Partiendo de la premisa de que cualquier propuesta de mejora en las tareas de control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia tiene que estar orientada a reducir la magnitud de los dos indicadores de interés antes

mencionados, resulta necesario asignar una segunda variable dependiente al esquema de control en cuestión: la desviación de la frecuencia respecto a su valor nominal, Δf_s .

Figura 4.13. Evolución de las variables de interés en un estudio de control de frecuencia.

Si en la ecuación (4.13) se expresa la velocidad angular del aerogenerador en términos de su desviación respecto a su valor inicial: $\omega_g = \Delta\omega_g + \omega_{g0}$, se obtiene:

$$f_{Kopt} = \left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g0[pu]} + \Delta\omega_{g[pu]}} \right)^3 - \frac{K_0}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt} \quad (4.14)$$

Luego, recurriendo a la definición del coeficiente de inercia virtual, k_{vir} , formulada en (4.4), es posible expresar la variable $\Delta\omega_g$ en términos del desvío de la pulsación angular de la red, $\Delta\omega_s$, como sigue:

$$f_{Kopt} = \left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g0[pu]} + k_{vir} \Delta\omega_{s[pu]}} \right)^3 - \frac{K_0}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt} \quad (4.15)$$

Por último, bajo la consideración de que, en valores por unidad, la pulsación angular de la red es equivalente a la frecuencia de la red ($\Delta\omega_s = \Delta f_s$), se obtiene la siguiente expresión para definir el factor de optimización:

$$f_{Kopt} = \underbrace{\left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g0[pu]} + k_{vir} \Delta f_{s[pu]}} \right)^3}_{\text{Término dependiente de } \Delta f_s} - \underbrace{\frac{K_0}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt}}_{\text{Término dependiente de } df_s/dt} \quad (4.16)$$

En la ecuación (4.16) es posible distinguir con claridad la existencia de un término dependiente de Δf_s y otro dependiente de df_s/dt , las dos variables de interés consideradas en el estudio realizado en esta investigación. En este punto, resulta interesante destacar el hecho de que si en la ecuación anterior se ignora el término correspondiente a la derivada temporal de la frecuencia de la red, se alcanza un resultado similar a aquel obtenido por el Dr. Yi Wang y colaboradores en [118]. En el trabajo referenciado, los autores realizan un procedimiento deductivo distinto al propuesto en esta tesis para llegar a proponer un coeficiente denominado k_{VIC} , cuya función es, precisamente, desplazar la curva MPPT con el objeto de producir cambios en la consigna de potencia activa de un aerogenerador en función únicamente del estado de la variable Δf_s . El método del cual forma parte el coeficiente k_{VIC} recibe el nombre de seguimiento optimizado del punto de potencia (OPPT-*Optimized Power Point Tracking*). Ahora bien, dado que el procedimiento de desplazamiento de la curva MPPT propuesto en esta tesis y formulado en (4.16), puede ser visto como una versión ampliada del método OPPT, por cuanto éste incorpora la dependencia de

dos variables de interés dentro de un estudio de control de frecuencia, se ha creído conveniente denominar a la técnica propuesta como método OPPT-extendido.

A continuación, se explica la mecánica del método OPPT-extendido por medio del análisis de la **Figura 4.14**. En primer lugar, se parte de la hipótesis de que la turbina eólica es sometida a un régimen de vientos constante ($v = 9.6$ m/s) y que esta condición se mantiene inalterada a lo largo del tiempo. En condiciones normales de operación, el aerogenerador despachará una potencia activa P_A , asociada a una velocidad angular ω_{g0} , de acuerdo con el criterio de conversión óptima de potencia eólica-mecánica establecido por el algoritmo MPPT. Ahora bien, si, por ejemplo, en el sistema se suscita un evento de sub-frecuencia causado por una descompensación repentina entre potencia generada y demandada, el cambio de estado de las variables Δf_s y df_s/dt en la ecuación característica del método, (4.16), hará que el esquema de implementación correspondiente inicie el proceso de emulación de respuesta inercial mediante el desplazamiento de la curva MPPT hacia la izquierda con el objeto de conducir la operación del aerogenerador hacia el punto B de sus características P - ω . En este punto, el valor que adopte P_B va a depender de la severidad del evento de frecuencia, medido en términos de la magnitud y la naturaleza que adopten las variables Δf_s y df_s/dt . Bajo esta situación operativa, el valor de la potencia activa extraída al generador eléctrico supera al valor de la potencia mecánica ejercida por la turbina, ocasionando un desequilibrio interno de potencias, el cual, según la ecuación de oscilación que caracteriza al sistema mecánico de un aerogenerador, causará la deceleración angular de sus masas rotativas. Este gasto de energía cinética, visto como un decremento de la velocidad angular de conjunto turbina-generator, traslada al punto operativo del aerogenerador desde la posición B hasta C, siguiendo la trayectoria impuesta por la curva MPPT desplazada hacia la izquierda. En el punto C, la potencia activa despachada por el generador, P_C , se vuelve a equiparar con la potencia mecánica desarrollada por la turbina, estableciéndose una nueva condición de equilibrio.

Figura 4.14. Mecánica del método OPPT-extendido.

La excursión de la potencia activa del aerogenerador a lo largo de la trayectoria $A \rightarrow B \rightarrow C$ hace factible su contribución al soporte de frecuencia del sistema. Sin embargo, esta última condición operativa (punto C) obligaría al aerogenerador a trabajar en un punto de funcionamiento subóptimo, dado que, $P_C < P_A$ y $\omega_{g1} < \omega_{g0}$. Por tanto, resulta menester que, luego de la emulación de la respuesta inercial ofrecida por el aerogenerador, se fuerce a la máquina a retomar sus condiciones óptimas de funcionamiento (punto A). Desde un punto de vista conceptual, este estado operativo será alcanzado una vez que las variables dependientes Δf_s y df_s/dt adopten un valor cercano a cero, pues, al ser evaluadas en (4.16), producirán un f_{Kopt} unitario que devolverá a la curva MPPT a su posición original estándar. Entonces, durante la implementación del esquema de control habrá que asegurarse de eliminar cualquier remanencia en el estado de estas dos variables para así evitar la permanencia del aerogenerador en un modo de operación subóptimo. En este sentido, si se revisa nuevamente las dinámicas típicas que pueden adoptar estas dos variables en la **Figura 4.13**, se comprueba que el valor de df_s/dt va menguando conforme la

frecuencia tiende hacia una condición de estado estacionario. En consecuencia, posterior al proceso de respuesta inercial del aerogenerador, el segundo término de la ecuación (4.16) irá disminuyendo su valor de forma paulatina hasta volverse despreciable a fines prácticos. Ahora bien, si en la misma figura, se presta atención a la dinámica de Δf_s , se observa que ésta también tiende a cero cuando la frecuencia alcanza su valor en estado estacionario. Sin embargo, en un sistema real esta situación no siempre resulta ser así. Tal y como se expuso en la sección 2.1, en un sistema eléctrico de potencia existe un procedimiento de control de frecuencia jerarquizado cuyo objetivo es, en primer lugar, evitar un descenso desmedido de la frecuencia de la red ante situaciones de contingencia para, posteriormente, conducir a esta variable hacia un estado de régimen permanente estable y, finalmente, conseguir que ésta recupere su valor nominal. Concretamente, en el horizonte temporal que abarca la actuación del control primario de frecuencia, es común observar que las acciones correctivas ofrecidas por la generación síncrona convencional operativa frente a una contingencia consiguen estabilizar la frecuencia por debajo de un determinado nivel respecto a su valor nominal, introduciendo un error denominado desvío de frecuencia en estado cuasi-estacionario (sección 2.2.2). Bajo esta situación, existirá un valor residual de Δf_s y, por tanto, el primer término de la ecuación (4.16) mantendrá un valor distinto a la unidad, lo que impedirá al aerogenerador recuperar su condición óptima operativa. Para anular la remanencia de Δf_s percibida por el método OPPT-extendido, se propone la utilización de un filtro pasa altas a la entrada del lazo de control dependiente de Δf_s , como se verá más adelante en el esquema de implementación del método. Esta característica añadida le proporciona al método la habilidad de mover el punto operativo del aerogenerador desde C hasta A (**Figura 4.14**) una vez finalizada la etapa de soporte inercial.

Ahora bien, en el caso de suscitarse un evento de sobre-frecuencia en el sistema, se puede emplear un razonamiento análogo al anterior para describir la mecánica que adoptaría el método. En esta situación, el soporte de frecuencia brindado por el aerogenerador está sustentado por el almacenamiento de energía cinética en sus masas rotativas, como consecuencia de forzar una reducción de la potencia activa despachada desde el punto A hacia el punto D mediante el desplazamiento de la curva MPPT hacia la derecha (**Figura 4.14**). Esta acción se obtiene como resultado de la evaluación numérica de la ecuación (4.16), la cual, en este caso, arroja valores de f_{Kopt} menores a la unidad. Una vez concluida la participación del aerogenerador en las tareas de control de frecuencia del sistema (trayectoria A→D→E de las características $P-\omega$), su operación es nuevamente conducida al punto óptimo de funcionamiento, A.

A continuación, previo a la propuesta de un esquema de implementación del método OPPT-extendido, es importante hacer notar que la aplicación directa de la ecuación (4.16), no toma en consideración el nivel de energía cinética disponible en el aerogenerador en el dominio del tiempo. Esto podría ocasionar que, durante el evento de frecuencia, el término dependiente de df_s/dt sea dominante con respecto al término dependiente de Δf_s en (4.16), debido a la naturaleza temporal de estas dos variables (**Figura 4.13**). Esto quiere decir que, tras la aparición de la perturbación, el consumo de energía cinética asociado a la actuación temprana del término dependiente de df_s/dt , le podría restar efectividad al término dependiente de Δf_s , el cual empieza a manifestarse instantes más adelante, cuando el aerogenerador dispone de un margen menor de dicha energía. Con el objeto de conseguir una coordinación adecuada de los dos términos que constituyen el factor de optimización, f_{Kopt} , se introduce un factor de ponderación de energía, W_{vir} , definido como la relación entre la energía cinética disponible en el aerogenerador con respecto a la energía cinética máxima extraíble:

$$W_{vir} = \frac{E_{WT,g}}{E_{WT,max}} = \frac{\omega_g^2 - \omega_{g,min}^2}{\omega_{g,max}^2 - \omega_{g,min}^2} \quad (4.17)$$

Luego, el factor W_{vir} es incorporado en el segundo término de la ecuación (4.16), quedando finalmente:

$$f_{Kopt} = \underbrace{\left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g0[pu]} + k_{vir} \Delta f_{s[pu]}} \right)^3}_{\text{Término dependiente de } \Delta f_s} - \underbrace{W_{vir} \frac{K_0}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt}}_{\text{Término dependiente de } df_s/dt \text{ ponderado}} \quad (4.18)$$

La ecuación anterior puede también ser expresada mediante la siguiente forma compacta:

$$f_{Kopt} = f'_{Kopt} - \Delta f_{Kopt} \quad (4.19)$$

Donde:

$$f'_{Kopt} = \left(\frac{\omega_{g0[pu]}}{\omega_{g0[pu]} + k_{vir} \Delta f_{s[pu]}} \right)^3 \quad (4.20)$$

$$\Delta f_{Kopt} = W_{vir} \frac{K_0}{K_{opt} \omega_{g[pu]}^3} f_{s[pu]} \frac{df_{s[pu]}}{dt} \quad (4.21)$$

La **Figura 4.15** muestra el esquema propuesto para la implementación del método OPPT-extendido en el controlador de velocidad de un aerogenerador. Cada uno de los términos de la ecuación (4.18) constituyen los lazos de control que integran dicho esquema de implementación. Nótese que, el lazo dependiente del desvío de frecuencia incluye el filtro pasa altas (con constante de tiempo T_{wo}), cuyo uso fuera justificado en la parte final de la exposición de la mecánica del método. Además, en este mismo lazo se ha incorporado un bloque de banda muerta con el objeto de insensibilizar su actuación frente a valores de frecuencia que se encuentren por debajo de un determinado umbral. Por otra parte, en lo que respecta al lazo dependiente de la derivada de la frecuencia, se recomienda el uso de un filtro pasa bajas (con constante de tiempo T_{lp}) cuyo objetivo es eliminar el ruido de medición producto del cómputo de la derivada la frecuencia del sistema en el dominio del tiempo.

Para la evaluación de las ecuaciones (4.20) y (4.21), es necesario conocer el estado inercial del aerogenerador en el instante previo a la activación de las acciones correctivas brindadas por el esquema de control propuesto en términos de la velocidad angular inicial de la máquina, ω_{g0} . Este valor es generado a la salida del bloque “Cálculo de la velocidad inicial” el cual incluye un algoritmo concebido para el efecto, cuyos pasos se ilustran en la **Figura 4.16**.

Volviendo a la **Figura 4.15**, una vez evaluadas las dos señales que constituyen el factor f_{Kopt} , en el esquema de implementación, la señal resultante es confinada entre dos valores límite: $f_{Kopt,min}$ y $f_{Kopt,max}$, mediante una función de saturación. Esto con la intención de restringir el desplazamiento de la curva MPPT dentro de un margen seguro de operación sobre las características $P-\omega$ del aerogenerador a fin de respetar los límites mecánicos y térmicos de la máquina.

Figura 4.15. Esquema de implementación del método OPPT-extendido.

Finalmente, la **Figura 4.16** muestra el proceso de cálculo de la velocidad angular inicial del aerogenerador previa a la activación de las acciones correctivas del método, cuyo resultado es necesario para una correcta evaluación de las ecuaciones (4.20) y (4.21). En este diagrama de flujo, ω_0 es el valor de la velocidad angular del aerogenerador establecido a priori para iniciar la ejecución del algoritmo, k es el índice de iteración, ω_{gk} y Δf_k son las mediciones tanto de la velocidad angular del aerogenerador como del desvío de frecuencia de la red, CTRL es una señal binaria cuyo estado indica la ocurrencia o no de un desvío de la frecuencia del sistema con respecto a su valor nominal y, ω_{g0} , es el resultado del proceso de cálculo.

Figura 4.16. Diagrama de flujo para el cálculo de la velocidad inicial, ω_{g0} .

Los aspectos relacionados con la parametrización e implementación del esquema de control del método OPPT-extendido en un aerogenerador de velocidad variable, así como, la evaluación de su efectividad en las tareas de control de frecuencia del sistema considerando diferentes situaciones operativas, son abordados en detalle en el Capítulo 5.

4.5. PROPUESTA 2: Estrategia de control de frecuencia basada en la acción combinada del concepto de inercia virtual y de la regulación del ángulo de paso de pala.

En un sistema eléctrico de potencia caracterizado por una participación significativa de aerogeneradores de velocidad variable, además del interés que suscita el estudio de la respuesta de los distintos agentes de generación ante situaciones de contingencia ocasionadas por la pérdida repentina de importantes centros de consumo o centrales de generación, resulta necesario evaluar la habilidad del sistema para absorber la energía eólica fluctuante inyectada en pos de mantener el equilibrio entre potencia generada y demandada. Aunque los esquemas de control de frecuencia con los que cuenta la generación síncrona convencional están pensados para regular su aporte de potencia y, con esto, conservar la frecuencia de la red en valores cercanos al nominal, la integración de una potencia eólica altamente variable puede dificultar esta tarea conforme sus niveles de penetración van en aumento. En sistemas eléctricos débiles y aislados esta situación podría empeorar, pues, la pequeña capacidad de sus unidades de generación convencional (y, por tanto, bajos recursos inerciales), la carencia de una interconexión con un sistema robusto y la ausencia de alguna instalación de almacenamiento energético, favorecen la aparición de fluctuaciones de frecuencia muy pronunciadas en el sistema, especialmente, en escenarios operativos caracterizados por regímenes eólicos con un alto grado de variabilidad. El comportamiento de esta frecuencia podría degradar la calidad del servicio eléctrico y provocar, en el peor de los casos, el disparo de ciertos relés de protección (sobre/sub frecuencia) con la consiguiente pérdida parcial o total del suministro. Todo esto, bajo condiciones normales de operación. Además, es de esperar que en sistemas con estas características, los eventos de contingencia sean mucho más severos que en sistemas robustos, por tanto, el rol que adopte la generación eólica operativa en solventar las problemáticas antes descritas se vuelve mucho más relevante.

En este sentido, a lo largo del desarrollo de esta sección se presenta la propuesta de una estrategia de control aplicada a los aerogeneradores de velocidad variable que permita, por una parte, reducir el grado de variabilidad de la potencia eólica inyectada mediante un proceso de alisamiento de potencia y que, al mismo tiempo, le otorgue a la máquina la capacidad de responder de forma efectiva ante la ocurrencia de eventos de frecuencia en el sistema. Para la consecución de este doble objetivo, la solución propuesta se basa en el aprovechamiento de dos características inherentes a la operación de un aerogenerador: la rapidez que ofrece la manipulación de sus variables electromagnéticas para controlar la potencia activa despachada, y la capacidad de limitación de la potencia eólica capturada mediante la regulación del ángulo de paso de pala. Para la implementación de la primera característica, se plantea el uso del método OPPT-extendido, cuya base teórica y potenciales prestaciones han sido descritas en la sección 4.4. Este método que, de ahora en adelante será referenciado por su forma abreviada, OPPTe, se basa en la extracción o almacenamiento de la energía cinética existente en un aerogenerador mediante la aplicación del concepto de inercia virtual para ofrecer en su salida una respuesta inercial efectiva en función de las variaciones de la frecuencia de la red. Por otra parte, en lo que respecta a la implementación de la segunda característica, se propone incorporar en el sistema de control de paso de pala del aerogenerador una característica adicional que responda a las variaciones del desvío de frecuencia de la red para regular la potencia eólica capturada en función de las necesidades del sistema en cuanto al control primario de frecuencia.

En la **Figura 4.17** se muestra la configuración típica del sistema de control de potencia capturada mediante la regulación del ángulo de paso de pala de un aerogenerador de velocidad variable

(similar al esquema ilustrado en la **Figura 3.19**). A este esquema se le ha agregado un lazo de control auxiliar dependiente de la frecuencia con el fin de habilitar la participación del aerogenerador en las tareas de control primario de frecuencia [119–121]. Este sistema añadido, el cual recibe el nombre de controlador de frecuencia mediante regulación del ángulo de paso de pala (CFAP), genera una señal de control, $\Delta\beta$, que es directamente proporcional a Δf ; así, por ejemplo, en el caso de suscitarse un evento de sobre-frecuencia en la red, la variable $\Delta\beta$ adoptará valores positivos. A continuación, al adicionar el incremento $\Delta\beta$ al valor establecido por el sistema de control del ángulo de paso de pala, β_c , se obtiene una señal de consigna, β^* , que, al ser aplicada al actuador encargado de orientar las palas de aerogenerador, producirá una reducción en la potencia eólica capturada por la turbina y, en consecuencia, la potencia activa en la salida del generador eléctrico presentará un determinado margen de reducción, de modo similar a como lo haría el sistema de control de velocidad de un generador síncrono convencional con estatismo. Si, por el contrario, se considera la ocurrencia de un evento de sub-frecuencia en el sistema, las acciones de regulación antes descritas serán viables únicamente si se dispone de un cierto margen de reserva de potencia eólica capturada en la turbina, el cual se consigue al asignar un valor no nulo y positivo al ángulo de paso de pala inicial, β_0 , en instancias previas a la solicitud del servicio complementario.

Figura 4.17. Controlador de frecuencia mediante regulación del ángulo de paso de pala (CFAP).

El efecto de la variación del ángulo de paso de pala, β , sobre las características P - ω de un aerogenerador se ilustra en la **Figura 4.18**. En esta figura, en la cual se ha considerado que la turbina está siendo sometida a un régimen de vientos constante ($v = 9.6\text{m/s}$), se puede comprobar que la acción de incrementar el ángulo de paso de pala obliga al aerogenerador a abandonar su condición óptima de funcionamiento (punto A) para situarse sobre un punto de operación sub-óptimo (punto B). El cambio de estado de la potencia activa, desde P_A hasta P_B , mediante la acción de descarga de la turbina eólica es precisamente el objetivo que se persigue con la aplicación del CFAP. Nótese en la figura que, este proceso de descarga es llevado a cabo sin causar ningún impacto sobre la curva MPPT [119]. El hecho de que la característica MPPT no sufra ningún tipo de alteración en las acciones de control ofrecidas por el método CFAP, podría dar lugar a la aparición de un par de aspectos desfavorables de cara a la consecución de los objetivos planteados en este apartado. Por una parte, un aumento en el valor del ángulo de paso de pala para mover el punto de funcionamiento del aerogenerador desde A hasta B en la **Figura 4.18**, trae consigo una disminución de la energía cinética almacenada sus masas rotativas, por cuanto, $\omega_B < \omega_A$. En tal situación, el aerogenerador dispondría de un menor margen de recursos inerciales que ofrecer a la red para atender a eventuales solicitudes de soporte rápido de frecuencia. Por otra parte, si bien resulta indispensable descargar la turbina para hacer factible las acciones de control impuestas por el CFAP, la operación del aerogenerador sobre el punto B resulta poco deseable en términos de eficiencia ya que éste se encuentra situado por debajo de la condición de máxima

extracción de potencia mecánica de la curva $P-\omega$ asociada al correspondiente nivel de descarga de la turbina (punto C).

Figura 4.18. Proceso de descarga de la turbina eólica.

Para mitigar los dos problemas que podría suscitar la implementación del método CFAP, la primera solución planteada en esta sección consiste en combinar sus acciones de control con aquellas ofrecidas por el método OPPTe con el propósito de aunar sus beneficios individuales y, con esto, mejorar el servicio de soporte de frecuencia que pueda ser brindado al sistema, además de, conseguir un aumento de la efectividad en las tareas de alisamiento de la potencia eólica inyectada. Una manera sencilla de implementar esta estrategia de control combinada consiste en habilitar las acciones de control provenientes tanto del esquema de control del método OPPTe (**Figura 4.15**) como del método CFAP (**Figura 4.17**), de tal forma que, éstos actúen de forma simultánea. Para ilustrar los efectos que tendría la aplicación de esta propuesta sobre las características $P-\omega$ del aerogenerador, se hará referencia a la **Figura 4.19**, la cual, ha sido elaborada en base al análisis de la mecánica del método CFAP descrito en la **Figura 4.18**. En ésta se puede apreciar que, para un determinado nivel de descarga de la turbina (P_A-P_B) introducido por la acción individual del método CFAP en respuesta a las necesidades de regulación de frecuencia del sistema, el rango de control ofrecido por el método OPPTe, mediante el desplazamiento de la curva MPPT, permite conseguir un margen adicional de descarga. Por tanto, la aplicación combinada de estos dos métodos (punto D) daría lugar a que se produzca una repartición en las tareas de descarga de la turbina eólica: el margen (P_A-P_D) sería cubierto por el CFAP y el margen (P_D-P_B) por el OPPTe. La operación del aerogenerador en el punto D podría traer consigo algunas ventajas operativas en contraste a la aplicación individual del método CFAP (punto B). Por una parte, el hecho de que el proceso de descarga de la turbina sea una labor compartida por los dos métodos, el requerimiento de manipulación del ángulo de paso de pala es menor lo que podría traducirse en la reducción del vertido eólico asociado. En caso de que el sistema experimente fluctuaciones de frecuencia más intensas, el rango de control del OPPTe será aún mayor, permitiendo a este método asumir una mayor cuota del nivel de descarga de la turbina con la consiguiente disminución en la demanda del ángulo de paso de pala. Por otro lado, operar sobre el punto D de las características $P-\omega$ de la turbina permite conseguir un margen adicional de energía cinética almacenada, ya que, $\omega_D > \omega_B$, situación que es altamente favorable para la actuación del método OPPTe cuya efectividad, como ya se sabe, depende también de las condiciones inerciales previas del aerogenerador.

Figura 4.19. Combinación de los métodos OPPTe y CFAP.

Una vez explicado el principio de funcionamiento de la estrategia de control que combina la aplicación de los métodos OPPTe y CFAP junto con los potenciales beneficios a obtener en comparación con aquellos conseguidos mediante la implementación individual de los mismos, un nuevo análisis del procedimiento de descarga de la turbina ilustrado en la **Figura 4.18**, permitirá establecer las pautas para el planteamiento de una nueva característica que conlleve a la obtención de un mayor rédito al método combinado en términos de la reducción del nivel de descarga de la turbina introducida mediante la actuación sobre el ángulo de paso de pala y un aumento de la energía cinética disponible. Nótese en dicha figura que, si en lugar de mantener la curva MPPT fija en el proceso de descarga de la turbina mediante el CFAP (punto B), ésta se ajusta de tal manera que conduzca la operación del aerogenerador hacia el punto C (correspondiente al valor de máxima potencia bajo la condición de descarga) es posible mitigar el problema relacionado con la eficiencia en cierta medida, pues, para el nivel de descarga impuesto por un determinado ángulo de paso de pala se puede desarrollar una potencia ligeramente superior con respecto a aquella obtenida en el punto B ($P_C > P_B$). Además, al operar sobre el punto C, se consigue aumentar la disponibilidad de energía cinética almacenada en las masas rotativas del aerogenerador, pues, la velocidad angular, ω_C , además de ser mayor que ω_B es también mayor que ω_A , lo cual impactaría positivamente a la respuesta inercial emulada provista por el método OPPTe.

De acuerdo con esta idea, se propone un algoritmo de desplazamiento mejorado de la curva MPPT que asegure la operación del aerogenerador en los puntos de máxima potencia asociados con cada nivel de descarga introducidos por el método CFAP en su acción combinada con el método OPPTe. Esta característica añadida permite consolidar el segundo producto de innovación aportado por esta tesis doctoral: estrategia de control de frecuencia basada en la combinación de los métodos OPPTe y CFAP mediante el desplazamiento mejorado de la curva MPPT. Para una adecuada distinción con la propuesta previa, este método será referenciado de aquí en adelante mediante la forma abreviada “OPPTe+CFAP-mejorado”.

La **Figura 4.20** presenta la mecánica de la estrategia de control propuesta sobre las características $P-\omega$ del aerogenerador, en la cual, se ha ilustrado la interacción de los métodos OPPTe y CFAP junto con el desplazamiento mejorado de la curva MPPT. Si las acciones de control de frecuencia en la red exigen al aerogenerador a presentar en su salida un nivel de descarga de potencia $P_A - P_B$, una parte de éste ($P_A - P_C$) será asumido por el método CFAP, corregido por el desplazamiento mejorado de la curva MPPT, y la otra parte de la descarga ($P_C - P_B$) será cumplimentada por la banda de control ofrecida por método OPPTe en el punto C, cuyo ancho va a depender del grado de variabilidad de la frecuencia del sistema, tal como lo establece la ecuación (4.18).

Figura 4.20. Mecánica del método OPPTe+CAFP-mejorado.

De forma similar a la filosofía de control del método OPPTe, el desplazamiento de la curva MPPT puede ser llevado a cabo al actuar sobre la constante de optimización de la turbina, K_{opt} , (4.9). Por tanto, resulta necesario encontrar alguna relación entre esta constante y β tal que haga factible la acción correctiva buscada, es decir, conducir la operación del aerogenerador al punto de máxima potencia bajo una determinada condición de descarga introducida mediante la manipulación de β . Para ello, se puede recurrir nuevamente a la definición del coeficiente de potencia, $C_p(\lambda, \beta)$, brindada en la sección 3.3.1.1, cuya evaluación numérica para diferentes valores de λ y β permite generar las curvas mostradas en la Figura 4.21. En ilustración, nótese que para cada nivel de descarga hay asociado un valor máximo de coeficiente de potencia, $C_{p,max}$, y una velocidad relativa óptima, λ_{opt} , sobre los cuales es deseable que opere el aerogenerador por cuestiones de eficiencia. De esta figura se desprende la conclusión de que este par de parámetros puede ser considerado como dependiente de β .

Figura 4.21. Coeficiente de potencia de la turbina para distintos niveles de descarga.

Ahora bien, volviendo a la definición de la constante de optimización estándar, expresada en (3.14), es posible formular una definición más generalizada que incluya su dependencia con el ángulo de paso de pala, como sigue:

$$K_{opt}(\beta) = K_p \frac{K_\lambda^3}{\lambda_{opt}^3(\beta)} C_{p,max}(\beta) \quad (4.22)$$

Del análisis de esta ecuación surge la necesidad de plantear un proceso de cálculo de los parámetros $C_{p,max}(\beta)$ y $\lambda_{opt}(\beta)$ que conduzcan a la evaluación numérica de $K_{opt}(\beta)$, puesto que, como se estudió en el Capítulo 3, las constantes de potencia y de velocidad, K_p y K_λ , están definidas por las características aerodinámicas y constructivas de la turbina eólica, por tanto, se asume que sus valores son conocidos.

El diagrama mostrado en la **Figura 4.22**, esquematiza el procedimiento a seguir para el cómputo de $K_{opt}(\beta)$. Primero, se tiene que determinar el valor de $\lambda_{opt}(\beta)$ que conduzca a obtener el valor máximo del coeficiente de potencia para una determinada condición de descarga impuesta por β . Para el efecto, se propone la utilización de la técnica de cálculo de máximos y mínimos de una función ($dC_p(\lambda, \beta)/d\lambda = 0$), con cuyo resultado, se procede a evaluar las ecuaciones (3.8) y (3.9), para cuantificar el valor máximo del coeficiente de potencia correspondiente, $C_{p,max}(\beta)$. Por último, la constante de optimización asociada a un determinado valor de β queda definida mediante la evaluación de (4.22).

Figura 4.22. Proceso de cálculo de $K_{opt}(\beta)$.

A continuación, la **Figura 4.23** muestra el esquema de implementación de la estrategia de control propuesta en los respectivos controladores que forman parte de un aerogenerador de velocidad variable. Como se puede apreciar en la figura, la señal de consigna generada a la salida del esquema de control del método CFAP es aplicada al actuador del sistema de control del ángulo de paso de pala, mientras que, la salida proporcionada por el esquema de control del método OPPTe, la cual influye sobre la señal de potencia activa de referencia, es aplicada al sistema de control de velocidad. En la ilustración, se observa también la interacción entre el esquema OPPTe con el bloque concebido para corregir el desplazamiento de la curva MPPT en función del estado del ángulo de paso de pala conforme a lo expuesto en su planteamiento teórico. En el Capítulo 5, se exponen todos los aspectos relacionados con la parametrización e implementación del esquema de implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado, así como, el estudio de sus bondades en lo que respecta a la prestación del servicio de soporte de frecuencia al sistema y en cuanto a ciertas cuestiones de índole energético derivadas de su aplicación.

Figura 4.23. Esquema de implementación del método EOPPT+CFAP-mejorado.

Capítulo 5. Casos de estudio

5.1. Introducción

En este capítulo se evalúa la efectividad de las dos propuestas centrales de esta tesis doctoral: el método OPPT-extendido (sección 4.4) y el método OPPTe+CFAP-mejorado (sección 4.5), las cuales han sido concebidas para propiciar la participación de aerogeneradores de velocidad variable en las tareas de control de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia.

El método OPPT-extendido está diseñado para ser aplicado en un sistema eléctrico robusto con una elevada participación de generación eólica, en donde la variabilidad de la frecuencia se deba, principalmente, a la ocurrencia de contingencias causadas por la pérdida repentina de importantes centros de carga o centrales de generación. Esto significa que, en tanto no existan eventos de frecuencia a los cuales la generación eólica deba asistir, el método deberá garantizar el funcionamiento de cada aerogenerador bajo condiciones óptimas de operación.

Con respecto al método OPPTe+CFAP-mejorado, este está pensado para ser implementado en un sistema eléctrico débil y aislado, con una presencia significativa de aerogeneradores en el mix de generación, en donde la frecuencia presenta una característica fluctuante debido a la inyección de potencia eólica, la cual posee por naturaleza, una elevada variabilidad. Por tanto, los objetivos que se persiguen con la aplicación del método son, por una parte, mitigar de las fluctuaciones de la frecuencia de la red, en condiciones normales de operación, mediante un adecuado alisamiento de la potencia eólica generada y, por otra parte, contribuir en las tareas de recuperación de la frecuencia en situaciones de contingencia. Dado que, para el cumplimiento de estos objetivos el aerogenerador está obligado a brindar este servicio complementario de forma permanente, existirán unas pérdidas energéticas asociadas. No obstante, esta segunda propuesta incluye una característica de corrección del punto de operación del aerogenerador en condiciones sub-óptimas que permiten reducir el vertido eólico en comparación con otros enfoques tradicionales de control basados en la descarga de la turbina eólica.

En este trabajo, se han considerado dos sistemas eléctricos como caso de estudio para evaluar el desempeño de las estrategias de control propuestas:

- Sistema eléctrico peninsular español: sistema de energía eléctrica continental con una elevada cuota de integración de generación eólica. País: España.
- Sistema híbrido eólico-diésel insular de San Cristóbal: sistema eléctrico insular autónomo con un parque eólico cuya capacidad instalada es equiparable a la de la generación térmica existente. Este sistema carece de una instalación de almacenamiento energético. País: Ecuador.

La motivación en la selección de estos dos sistemas eléctricos es, por una parte, porque reúnen las características de los sistemas para los cuales fueron diseñadas las estrategias de control de frecuencia propuestas y, por otra parte, porque se dispone de la suficiente información pública para entender y posteriormente representar su estructura y funcionamiento en un entorno de simulación por ordenador.

En las siguientes secciones se ofrecen descripciones detalladas de la constitución, modelación y simulación de cada uno de los sistemas eléctricos escogidos, dentro del alcance contemplado en esta investigación, junto con la implementación de cada uno de los métodos propuestos.

5.2. Caso de estudio 1: Sistema eléctrico peninsular español

El sistema eléctrico peninsular español (SPE) está constituido por el conjunto de elementos y medios necesarios para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en toda la jurisdicción territorial del Estado español dentro de la península ibérica, exceptuando los territorios situados en Ceuta, Melilla y en el archipiélago de Canarias. La entidad encargada de la operación del sistema es Red Eléctrica de España (REE), la cual coordina la generación y transporte de electricidad. Estas actividades se realizan de forma liberalizada desde el año 1997, mediante decreto Ley 54/1997 [122].

De acuerdo con los boletines mensuales de REE, el SPE tiene, a la fecha, una potencia total instalada de 98.7 GW [123], cuya distribución entre las diferentes tecnologías de generación existentes se ilustra en la **Figura 5.1**. Como se puede constatar en el gráfico, la matriz de generación del SPE está liderada por la generación térmica en ciclo combinado (24.9%), seguida muy de cerca por la generación eólica (23.4%), luego, por la generación hidráulica (17.3%) y, finalmente, por la generación térmica a vapor (nuclear y carbón), la cual suma un 16.9%.

Figura 5.1. Estructura de la potencia instalada en el SPE a febrero de 2019.

En cuanto a la cobertura anual de la demanda por cada una de las tecnologías de generación que integran el SPE, la cual se muestra en la **Figura 5.2**, se puede evidenciar que en este caso el orden de importancia cambia notablemente: la generación térmica a vapor (nuclear y carbón) lidera la lista con un porcentaje de participación del 35.2%, seguida por la generación eólica (19.6%), luego, por la generación hidráulica (13.8%) y, en cuarto lugar, por la generación térmica en ciclo combinado (11.3%). Esta breve revisión de las estadísticas de REE permite establecer que, si se habla, ya sea, de potencia instalada o de cobertura de la demanda, en el SPE siempre aparecen los mismos agentes de generación predominantes, aunque en diferente orden según sea el caso. Esto permite establecer una lista de tecnologías de generación que pueden ser consideradas como representativas para modelar la operación temporal de este sistema eléctrico respetando el alcance planteado en esta investigación. Esta lista está conformada por las siguientes tecnologías:

- Generación hidráulica.
- Generación térmica a vapor: nuclear y carbón.
- Generación térmica en ciclo combinado.
- Generación eólica.

Figura 5.2. Cobertura anual de la demanda por cada tecnología de generación en el SPE a febrero de 2019.

La enorme cantidad de potencia eólica instalada en el SPE y, en consecuencia, su significativa participación en la cobertura de la demanda supone un constante desafío para el operador del sistema debido a su carácter no gestionable producto de la variabilidad de su recurso primario. En el caso particular del SPE, las horas con mayor disponibilidad de generación eólica ocurren durante las horas de demanda valle. Esta situación obliga al operador del sistema a ordenar la desconexión de cierta generación térmica operativa e incluso a que los parques eólicos tengan que limitar su potencia inyectada a la red para garantizar una adecuada cobertura de la demanda. Estas dos acciones traen como consecuencia, por una parte, la reducción de la inercia equivalente del sistema debido al desplazamiento de las unidades de generación síncronas convencionales con los consecuentes perjuicios para estabilidad de la red y, por otra parte, un aumento del vertido eólico con las consiguientes pérdidas económicas asociadas. Por ejemplo, en lo que va del año 2019, a las 04H10 del día 23 de enero, la cobertura instantánea de la demanda por parte de la generación eólica fue de un 61.1% [124]. Otro ejemplo es el día 1 de febrero de 2019 a las 03H33, en el cual la cobertura de la demanda ofrecida por la generación eólica fue del 58.4% [123]. Si bien, estas cifras son excepcionales, se podrían alcanzar niveles de participación de la energía eólica aún mayores si el sistema eléctrico contara con un suficiente número de instalaciones de almacenamiento energético o con una interconexión internacional fuerte, tal que, permitan evacuar/almacenar los excedentes de generación eólica que pudieran suscitarse o, en su defecto, importar/suministrar la energía necesaria para compensar una generación eólica inferior a la prevista.

Si bien, el SPE dispone tanto de instalaciones de almacenamiento energético (principalmente mediante bombeo hidráulico) como de conexiones internacionales (con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos), éstas no son suficientes para garantizar la seguridad del suministro eléctrico en escenarios de alta penetración de energía eólica. Por una parte, las unidades de bombeo hidráulico representan solamente el 3.4% del total de la potencia instalada en el SPE [124], mientras que, la capacidad de las interconexiones internacionales suponen un 7% de la potencia instalada [125].

Los débiles enlaces de interconexión internacional que mantiene el SPE con la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), hacen que este sistema eléctrico pueda ser considerado, a fines prácticos, como una red aislada. Por tanto, ese será el tratamiento que se le dará al SPE al momento de representar su operación dinámica mediante el esquema de control primario de frecuencia.

En las siguientes subsecciones se presentan los modelos simplificados de las tecnologías de generación representativas del SPE concebidos para la realización de estudios de control de frecuencia, los cuales se pueden consultar ampliamente en la literatura.

5.2.1. Generación hidráulica

En términos generales, una planta de generación hidráulica es aquella que aprovecha la energía potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica. Si se concentra grandes cantidades de agua en un embalse, se obtiene inicialmente energía potencial, la que por la acción de la gravedad adquiere energía cinética. El agua en movimiento, a su vez, produce un empuje que se aplica a las turbinas, las cuales transforman la energía cinética o hidráulica, en energía mecánica de una manera muy eficiente. Luego, esta energía es transformada en energía eléctrica por los generadores acoplados a las turbinas (Pelton, Francis o Kaplan, según las características hidráulicas de la central). Por último, la energía eléctrica es evacuada a la red por medio de una subestación que eleva la tensión para ser transportada y finalmente suministrada a los consumidores.

Para estudios de control primario de frecuencia, la dinámica predominante sobre la respuesta tanto de la potencia como de la frecuencia de esta tecnología de generación corresponde a la de los mecanismos de regulación de velocidad de su accionamiento primario. La **Figura 5.3** muestra el modelo simplificado de una turbina hidráulica con control de velocidad que será empleado en este estudio [53,126]. Los valores asignados a los diferentes parámetros que componen el modelo han sido extraídos de [53,62] y se indican en la **Tabla 5.1**.

Figura 5.3. Esquema simplificado de una turbina hidráulica con control de velocidad.

5.2.2. Generación térmica a vapor

Una central de generación térmica es una instalación concebida para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la acción de

combustibles de origen fósil como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es aprovechado por un ciclo termodinámico convencional para accionar un generador y producir energía eléctrica. Cuando el calor se obtiene mediante la fisión controlada de núcleos de elementos pesados como el uranio o el plutonio, el nombre de la central incluye el adjetivo: “nuclear”.

Ya sea mediante la utilización de hidrocarburos o mediante fisión nuclear, el calor de la combustión es utilizado por las calderas o generadores de vapor para elevar la presión y temperatura del vapor de agua, el mismo que sirve para impulsar turbinas que actúan como accionamiento primario de generadores eléctricos.

La **Figura 5.4** muestra el modelo simplificado de una turbina de vapor con control de velocidad empleado para estudios de control primario de frecuencia [53]. La **Tabla 5.1** recoge los valores asignados a cada uno de los parámetros que componen el modelo para la realización del análisis propuesto en este trabajo.

Figura 5.4. Esquema simplificado de una turbina de vapor con control de velocidad.

5.2.3. Generación térmica en ciclo combinado (Turbina de gas-vapor)

Una central de generación en ciclo combinado es una instalación eléctrica en la cual la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos. En el primer ciclo termodinámico se tiene la estructura de una turbina de gas convencional. Los gases expulsados por la turbina, a muy alta temperatura, pasan a través de un intercambiador de calor para calentar el agua de alimentación para la caldera de una planta de vapor (segundo ciclo termodinámico) y con esto lograr una generación adicional de energía eléctrica con el consiguiente aumento del rendimiento.

Para estudios de control primario de frecuencia, este tipo de planta podría representarse utilizando los modelos simplificados característicos de una turbina de gas y de una turbina de vapor en cascada. No obstante, es importante precisar que, en una planta de ciclo combinado, el primer ciclo termodinámico (turbina de gas) es la característica dominante de generación de energía de la planta [127]. La turbina de vapor se dedica a seguirla y a adaptar su potencia generada al vapor que hay disponible. Como consecuencia, la variación de carga de este segundo ciclo termodinámico se producirá con un retraso de algunos minutos, dependiendo de la respuesta que tenga la caldera de recuperación de calor.

Dado que, el horizonte temporal considerado para el estudio propuesto en este caso de estudio no superará los 200 segundos, se puede considerar que la variación de carga de la central completa se debe únicamente a las variaciones producidas por la turbina de gas, mientras que la turbina de vapor mantiene su producción constante. En la modelación de la planta, hay que tener en cuenta que, la potencia mecánica total producida por una unidad de generación en ciclo combinado está constituida por el aporte de potencia de la turbina de gas y de la turbina de vapor en un 65% y 35%, respectivamente [128].

La Figura 5.5 muestra el modelo simplificado de una turbina de gas, el cual ha sido elaborado tomando como referencia los trabajos realizados en [60,129,130]. Finalmente, los valores típicos que pueden adoptar sus distintos parámetros se presentan en la **Tabla 5.1**.

Figura 5.5. Esquema simplificado de una turbina de gas (ciclo combinado) con control de velocidad.

Tabla 5.1. Parámetros asignados a los controladores de velocidad de las tecnologías de generación consideradas.

Parámetro	Símbolo	Valor y unidades		
		Hidráulica	Térmica	C. Combinado
Banda muerta	BM	1 mHz	1 mHz	1 mHz
Estatismo	R	5%	5%	5%
Variación máxima de potencia	$\Delta P_{\max}$	10%	10%	10%
Tasa máxima apertura compuerta	$+dY/dt(\max)$	0.16 pu/s	0.05 pu/s	0.02 pu/s
Tasa máxima apertura compuerta	$-dY/dt(\max)$	-0.16 pu/s	-0.1 pu/s	-0.02 pu/s
Cte. de tiempo servo compuerta	τ_G	0.2 s	0.2 s	0.2 s
Estatismo transitorio	R_T	0.4 pu		
Tiempo de restablecimiento	τ_R	5 s		
Cte. de tiempo del agua	τ_w	1 s		
Fracción potencia total generada por alta presión	F_{HP}		0.3	
Cte. de tiempo del recalentador	T_{RH}		7 s (Carbón) 5 s (Nuclear)	
Cte. de tiempo volumen entrada y cámara vapor	T_{CH}		0.3 s	
Cte. de tiempo válvula	τ_V			0.05 s
Cte. de tiempo alimentador de gas	τ_{GF}			0.4 s
Cte. de tiempo descarga del compresor	τ_{CD}			0.2 s
Porcentaje de aportación energética de la turbina de gas a la central	K_{GCC}			65 %

5.2.4. Generación eólica

La tecnología de generación eólica dominante en el SPE está constituida por aerogeneradores de velocidad variable [131], y de éstos, la mayor cuota de mercado representan los aerogeneradores basados en generador de inducción doblemente alimentados (AG-DFIG). En este trabajo, por tanto, se parte de la hipótesis que el parque aerogenerador de este sistema eléctrico puede ser representado por esta tecnología de generación eólica, cuyo fundamento teórico al igual que su proceso de modelación simplificada para estudios de control primario de frecuencia fue abordado con amplio detalle en el Capítulo 3. La **Figura 5.6** muestra la representación del modelo desarrollado mediante un bloque con puertos de entrada y de salida. El modelo recibe como entrada, la componente horizontal de velocidad del viento y el desvío de frecuencia de la red. A su salida, se obtendrá una señal de potencia activa que tendrá que ser aplicada al esquema de

control primario de frecuencia correspondiente para interactuar con el resto de agentes de generación considerados. Nótese en esta ilustración que, a la salida del modelo se ha añadido un bloque de suma para expresar la potencia activa generada en función de su desviación respecto a un valor inicial, P_{g0} . Esto con el objetivo de compatibilizar esta señal con los otros modelos simplificados presentados en los apartados anteriores. Finalmente, la **Tabla 5.2** presenta un resumen de los valores asignados a los parámetros que constituyen el modelo del aerogenerador utilizado, los mismos que, fueron introducidos a lo largo del desarrollo del Capítulo 3.

Figura 5.6. Modelo de AG-DFIG con incrementos de potencia activa en su salida.

Tabla 5.2. Parámetros asignados al modelo simplificado del AG-DFIG

Parámetro	Símbolo	Valor y unidades
Potencia base	P_{base}	1.5 MW
Potencia máx. /mín. del generador	$P_{g,max}/P_{g,min}$	1/0.04 pu
Par máx. /mín. del generador	$T_{em,max}/T_{em,min}$	0.826/0.057 pu
Velocidad del viento nominal (para $P_g = 0.73$ pu)	v_{nom}	12 m/s
Número de pares de polos	p	2
Frecuencia nominal	f_{nom}	50 Hz
Velocidad base de la turbina	$\omega_{t,base}$	1.644 rad/s
Velocidad base del generador	$\omega_{g,base}$	157.08 rad/s
Densidad del aire	ρ	1.225 kg/m ³
Radio de la turbina	R	38.26 m
Constante de potencia	K_p	1.878x10 ⁻³ (m/s) ⁻³
Constante de velocidad	K_λ	62.92 m/s
Constante de optimización	K_{opt}	0.4225
Ángulo de paso de pala máx./mín.	β_{min}/β_{max}	0°/27°
Tasa máxima de variación del ángulo de paso de pala	$(d\beta/dt)_{max}$	10°/s
Constante de inercia equivalente turbina-generador	H_{AG}	5.29 s
Constante de tiempo RSC-DFIG	τ_C	20 ms
Constante de tiempo servomecanismo paso de pala	τ_P	0.3 s
Ganancias controlador de paso de pala	K_{Ppc}/K_{Ipc}	500/0
Ganancias controlador de velocidad	K_{Psc}/K_{Isc}	0.3/8

5.2.5. Representación del sistema mediante el esquema CPF

La **Figura 5.7** ilustra el esquema de control primario de frecuencia (CPF) particularizado para el SPE. El esquema está compuesto por el modelo simplificado de cada una de las tecnologías de generación dominantes, cuyo efecto agregado es considerado en este caso de estudio. Como se aprecia en la ilustración, cada uno de los modelos que representan las centrales de generación convencional presentará en su salida un desvío de potencia mecánica distinto de cero en caso de detectarse un desequilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada, la cual se manifiesta como un desvío en la frecuencia del sistema. A diferencia de los otros modelos utilizados en la conformación del esquema CPF, el modelo simplificado del AG-DFIG ofrece en su salida una señal que representa el desvío de potencia eléctrica en lugar de potencia mecánica. Para respetar la naturaleza de cada una de las variables involucradas, la inyección de potencia activa por parte del aerogenerador al sistema será considerada como una carga con signo

negativo, tal y como se puede apreciar en el esquema CPF planteado. También, es importante recalcar que el estado de la señal de salida del AG-DFIG obedecerá a cambios tanto en el recurso eólico incidente, así como debido a las variaciones de la frecuencia del sistema. Esta última característica estará disponible únicamente si se implementa en el aerogenerador alguna estrategia de control de frecuencia.

Conforme a la exposición teórica realizada en la sección 2.1, el régimen rotativo de la generación síncrona operativa está representada por la constante de inercia equivalente H_{eq} , definida en (2.14), y la constante de amortiguamiento, D . Las constantes w_1 - w_4 representan los factores de participación de las tecnologías de generación convencional en el CPF mientras que w_{AG} es el factor de participación de la generación eólica.

Figura 5.7. Esquema de CPF del sistema en estudio.

5.2.6. Definición del caso base

Para la definición del caso base, se tomará en consideración la situación más desfavorable en la operación del SPE de cara a las actividades de regulación primaria de frecuencia. Esto es: una elevada participación de generación eólica en la cobertura de la demanda, en un escenario de demanda mínima, que es cuando se cuenta con un menor número de generadores síncronos operativos y, por tanto, con una menor constante de inercia equivalente. La perturbación introducida en el sistema será debida a la pérdida/conexión repentina de carga, tal que, ocasione un evento de frecuencia. Las variables de interés a analizar en este estudio serán: la frecuencia del sistema, la tasa de variación de la frecuencia (ROCOF), la potencia mecánica de cada una de las tecnologías de generación consideradas y la potencia activa inyectada por el aerogenerador.

A continuación, se definirán de forma numérica los diferentes parámetros que componen el esquema de CPF tales que permitan ilustrar, de la forma más representativa, la dinámica que tendría el SPE en sus actividades de control primario de frecuencia ante la aparición de perturbaciones.

Para definir los valores de las constantes de inercia individuales de las tecnologías de generación convencional, se recurre, en primer lugar, a determinados valores típicos proporcionados por diversos autores en la literatura [53,127], los cuales se presentan en la **Tabla 5.3**.

Tabla 5.3. Valores típicos de la constante de inercia por tecnologías.

Tecnología	Constante de inercia H (MW·s/MVA)
Hidráulica unidades pequeñas/grandes	2.0-4.0/3.0-5.5
Térmica nuclear	4.0-10.0
Térmica basada en carbón	2.5-6.0
Turbina de gas, ciclo combinado (turbinas de gas "heavy duty")	6.3-7.7

De este rango de valores, se ha creído adecuado considerar los valores listados en la **Tabla 5.4**.

Tabla 5.4. Selección de la constante de inercia para las tecnologías consideradas.

Tecnología	Constante H (s)
Hidráulica	3.5
Nuclear	7
Carbón	3
C. Combinado	6.5

En lo que respecta a la constante de amortiguamiento de la carga, D , el código de red español [62] recomienda considerar un valor de 1 %/Hz. Esto quiere decir que, por cada 1 Hz de aumento o reducción de la frecuencia del sistema, el valor de la demanda aumenta o se reduce en un 1%. Este fenómeno es conocido como efecto auto-regulador de la carga. La expresión (5.1) muestra el proceso de evaluación numérica de este parámetro en por unidad.

$$D = (1 \text{ \%/Hz}) \frac{50 \text{ Hz}}{100\%} = 0.5 \text{ pu} \quad (5.1)$$

En cuanto a la identificación y selección del período de demanda mínima en el SPE, se han consultado los registros de producción y consumo en tiempo real proporcionados por REE en [132]. En esta base de datos, en lo que va de recorrido el año 2019, se ha podido identificar un punto de demanda mínima el día 1 de enero a las 05H50, correspondiente a 19036 MW. El detalle de la estructura de generación de ese período de demanda mínima se ilustra en la **Tabla 5.5**.

Tabla 5.5. Cobertura de la demanda del día 01/01/2019 a las 05H50.

Tecnología	Generación (MW)	Porcentaje
Hidráulica	546	2.87%
Nuclear	6074	31.91%
Carbón	1475	7.75%
C. Combinado	3358	17.64%
Eólica	3319	17.44%
Resto	4264	22.40%
TOTAL	19036	100.00%

Debido a que el enfoque empleado para la modelación del SPE en este trabajo permite reducir el mix de generación a cinco tecnologías representativas, el 22.40% correspondiente a la cuota de generación abarcada por el resto de tecnologías será repartido de forma equitativa entre estas cinco. Como resultado, se obtiene una lista final de porcentajes de participación de las tecnologías predominantes en el SPE en la cobertura de la demanda mínima considerada (**Figura 5.8**). Estos

porcentajes permitirán definir, más adelante, los factores de ponderación de cada una de las tecnologías consideradas en el esquema CPF.

Figura 5.8. Cobertura de la demanda por tecnología de generación para el caso base.

Ahora bien, para definir las contingencias a simular en el sistema de pruebas, se tomarán en consideración las recomendaciones emitidas por la ENTSO-E en [133], las cuales establecen que, como incidentes importantes que activan el procedimiento de control primario de frecuencia en la red europea interconectada puede considerarse una pérdida de más de 600 MW de generación o de más de 1000 MW de demanda. También, en la referencia antes citada, se indica que, durante el análisis de control de frecuencia, cada sistema eléctrico nacional interconectado debe ser capaz de solventar cualquier evento de frecuencia haciendo uso de sus propios recursos aunque, luego, en la realidad, pueda recurrir a los recursos de todo el conjunto para solventar las contingencias que puedan suscitarse. Por tanto, se recomienda analizar la situación más desfavorable. Es por esta razón, que el estudio de regulación primaria de frecuencia del SPE planteado en este trabajo parte de la hipótesis de que el SPE se encuentra aislado de la ENTSO-E.

En este estudio, se considerará como fuente de perturbación la pérdida o conexión repentina de 600 MW de carga, la cual será modelada mediante una función escalón. Si se establece como potencia base del sistema, para el cálculo de valores en por unidad, el valor de la demanda mínima instantánea considerada ($S_{base} = 19036$ MW), la amplitud de la función escalón será de aproximadamente $\Delta P_L = \pm 0.03$ pu.

A continuación, se procederá a evaluar la constante de inercia equivalente de la generación síncrona convencional operativa. Para ello, será de utilidad recurrir a los datos proporcionados en la **Tabla 5.4** y en la **Figura 5.8**. Respecto a las constantes de inercia individuales (**Tabla 5.4**), dado que, se parten de valores típicos generalizados, se asumirá que estos valores vienen expresados en función de la capacidad instalada correspondiente a cada una de las tecnologías de generación. Luego, considerando la potencia base del sistema previamente definida, los porcentajes mostrados en la **Figura 5.8**, corresponden directamente con los factores de participación de cada una de las tecnologías de generación. Aplicando la ecuación (2.14), la constante de inercia equivalente del SPE queda definida como:

$$H_{eq} = \sum_{i=1}^n w_i H_i = w_1 H_1 + w_2 H_2 + w_3 H_3 + w_4 H_4$$

Hidráulica Nuclear Carbón C. Combinado

$$H_{eq} = 7.35\% \times 3.5 + 36.39\% \times 7 + 12.23\% \times 3 + 22.12\% \times 6.5 \quad (5.2)$$

$$H_{eq} = 4.609 \text{ s}$$

Como ya se justificó teóricamente en la sección 3.4 de este informe, la inercia natural de la generación eólica operativa no puede ser sumada junto con la de la generación síncrona

convencional para constituir el parámetro H_{eq} , debido a su operación desacoplada de la frecuencia de la red. Su factor de participación, $w_{AG}=0.2192$, servirá únicamente para ponderar su respuesta dentro del esquema de CPF (**Figura 5.7**).

A continuación, se implementa el esquema de CPF en el entorno de simulación por ordenador MATLAB/Simulink® para evaluar su desempeño en el dominio del tiempo. Para contar con un marco de pruebas con condiciones controladas, en el cual, un cambio de estado en el funcionamiento del sistema en su conjunto sea debido únicamente a desequilibrios de potencia causados por cambios repentinos en la carga, se someterá al AG-DFIG a un régimen eólico constante e igual a $v = 9.6$ m/s (cuyo estado inicial se indica en la **Tabla 2.8**) y se forzará a todos los agentes de generación a inicializar sus variables en condiciones de régimen permanente. Por tanto, para garantizar la correcta inicialización de dichas variables, la perturbación es introducida una vez transcurridos 10 segundos desde el inicio de la simulación.

La **Figura 5.9** muestra las dinámicas de las variables de interés obtenidas, tanto si en el sistema ocurre una pérdida repentina de la carga o un aumento repentino de la misma. En la primera situación, con el aumento súbito de la demanda, debido ya sea a la conexión de un gran centro de carga o a la desconexión de un importante centro de generación, la potencia generada será inferior a la potencia demandada, por lo que la deceleración angular de las unidades síncronas operativas ocasionará un evento de sub-frecuencia en el sistema (**Figura 5.9a**). Las acciones correctivas del esquema CPF evitan que la frecuencia decrezca de forma monótona, alcanzando ésta una desviación máxima, Δf_{max} , y, posteriormente, estabilizándose en un valor distinto del nominal. Este error de frecuencia en régimen permanente, es conocido como desvío de frecuencia en estado cuasi-estacionario, Δf_{ce} .

Para este caso concreto, una pérdida de 600 MW de generación (manifestado como un aumento de la demanda en el esquema CPF), produce un evento de frecuencia con un desvío máximo de aproximadamente $\Delta f_{max} = -256$ mHz y un desvío de frecuencia en estado estacionario de $\Delta f_{ce} = -104$ mHz. De acuerdo con el código de red vigente en el SPE [62], estos dos indicadores se encuentran por debajo de los límites establecidos, que son: ± 800 mHz y ± 180 mHz, respectivamente. También, en la **Figura 5.9a**, se muestra la evolución del ROCOF, el cual alcanza un valor máximo de 0.16 Hz/s durante la contingencia. Si bien el código de red español no indica los valores máximos permisibles para este indicador, es importante destacar su importancia dentro de un estudio de control de frecuencia, puesto que un valor de ROCOF elevado podría ocasionar el disparo de los relés de protección de sobre/sub frecuencia instalados en el sistema tanto para proteger a las unidades de generación como para activar el procedimiento de deslastre de cargas.

A fin de contar con un valor referencial que resulte de utilidad para contrastar los resultados obtenidos en el estudio, se puede recurrir a la literatura para consultar valores típicos. Por ejemplo, en [53] se describe un esquema de deslastre de cargas de cuatro etapas para el sistema Ontario Hydro (Canadá) con los siguientes valores de consigna para los relés de sub-frecuencia: 0.4, 1.0, 2.0 y 4.0 Hz/s. También, en [134], se presenta un procedimiento de deslastre de carga para el sistema eléctrico de Melilla (España), en el cual se presentan valores para el ajuste de relés de sub-frecuencia en diferentes etapas, considerando para cada una de ellas una consigna de 0.5 Hz/s. Al cotejar estas dos fuentes, se ha creído adecuado considerar un valor referencial para este indicador de 0.5 Hz/s.

En aras de la complementariedad, la (**Figura 5.9b**) muestra la dinámica de las variables de interés del SPE como resultado a una desconexión repentina de 600 MW de carga. En este caso, esta incidencia se traduce en un evento de sobre-frecuencia en el sistema. Las Tablas 5.6 y 5.7 resumen los resultados numéricos obtenidos en la simulación.

Figura 5.9. Dinámica de la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo (caso base): a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.

Tabla 5.6. Resultados del caso base ante un evento de sub-frecuencia.

Parámetro	Símbolo [unidad]	Valor
Constante de inercia equivalente	H_{eq} [s]	4.609
Desvío máximo de frecuencia	$\Delta f_{\max}$ [mHz]	-255.87
Desvío de frecuencia cuasi-estacionario	Δf_{ce} [mHz]	-104.00
Tasa máxima de variación de frecuencia	$ \text{ROCOF} _{\max}$	0.1595

Tabla 5.7. Resultados del caso base ante un evento de sobre-frecuencia.

Parámetro	Símbolo [unidad]	Valor
Constante de inercia equivalente	H_{eq} [s]	4.609
Desvío máximo de frecuencia	$\Delta f_{\max}$ [mHz]	252.21
Desvío de frecuencia cuasi-estacionario	Δf_{ce} [mHz]	103.93
Tasa máxima de variación de frecuencia	$ \text{ROCOF} _{\max}$	0.1595

Finalmente, la **Figura 5.10**, muestra la dinámica de la potencia inyectada por cada una de las tecnologías de generación en su misión de compensar el desequilibrio de potencias introducido por la perturbación. En esta se pueden distinguir las diferencias entre las respuestas de cada agente de generación y sus tiempos de actuación, siendo la más rápida la generación térmica en ciclo combinado y la más lenta la generación hidráulica. Debido a que el AG-DFIG, despacha su potencia activa siguiendo una característica MPPT con independencia del estado real de la frecuencia de la red, su participación en las tareas de estabilización de la frecuencia del sistema es nula. En las siguientes secciones se presentan los potenciales beneficios para el sistema

propiciados por la participación del AG-DFIG en las actividades de control de frecuencia mediante la implementación de las estrategias desarrolladas en el Capítulo 4.

Figura 5.10. Dinámica de la potencia de salida por tecnología de generación (caso base): a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.

5.2.7. Evaluación del método OPPT-extendido

Tal y como se expuso en la sección 4.4, el método OPPT-extendido, el cual constituye el primer producto innovador de esta tesis, permite controlar la potencia activa de salida de un AG-DFIG para emular una respuesta inercial y propiciar su participación en el control de frecuencia del sistema y así brindar respaldo a la generación síncrona operativa. Este método, que hace uso de la energía cinética almacenada en las masas rotativas del aerogenerador para sustentar los cambios en su potencia de salida, recibe como entrada dos variables de control: el desvío de frecuencia de la red y su derivada en el dominio del tiempo. Por tanto, se espera que el control de frecuencia ofrecido por este agente de generación contribuya a la reducción de los indicadores $|\Delta f_{\max}|$ y $|\text{ROCOF}|_{\max}$. Obviamente, la contribución en esta mejora va a depender de las condiciones eólicas a la cual el aerogenerador se encuentra sometido y su grado de participación dentro del sistema eléctrico, cuantificado en términos de su capacidad instalada con respecto a la del conjunto. A continuación, se implementará en el AG-DFIG el método OPPT-extendido (**Figura 4.14**), el cual será evaluado en el caso base (sección 5.2.6). A fin de conseguir situaciones operativas comparables, el caso base será sometido a perturbaciones de similar naturaleza y amplitud y el modelo que representa el efecto agregado de los aerogeneradores de velocidad variable en el SPE recibirá en su entrada un régimen de vientos constante e igual a $v = 9.6$ m/s. La **Tabla 5.8**, resume los valores asignados al esquema de implementación del método OPPT-extendido.

Tabla 5.8. Valores asignados a los parámetros del método OPPT-extendido.

Parámetro	Símbolo	Valor
Banda muerta	BM	1 mHz
Cte. de inercia virtual	k_{vir}	8
Límites máx./mín. factor de inercia virtual	$f_{Kopt,max}/f_{Kopt,min}$	1.6/0.4 pu
Cte. de tiempo filtro pasa altas	T_{wo}	10 s
Cte. de tiempo filtro pasa bajas	T_{lp}	0.1 s

La **Figura 5.11**, muestra la respuesta del sistema ante las perturbaciones aplicadas cuando la generación eólica operativa participa en las tareas de control de frecuencia. Con fines de comparación, estas dinámicas han sido superpuestas con aquellas obtenidas durante el estudio del caso base (**Figura 5.9**). Nótese en la **Figura 5.11a** que, la respuesta del AG-DFIG contribuye a reducir el desvío de frecuencia máxima y también la tasa máxima de variación de esta variable,

respecto al caso base, en un 42% y un 22%, respectivamente. La razón de que la breve pero rápida respuesta del aerogenerador en el control primario de frecuencia (**Figura 5.12a**), comparada con la respuesta de los agentes de generación convencional, mejore de forma significativa la respuesta inercial del sistema en su conjunto, se debe a que el fenómeno de caída/aumento de la frecuencia y la máxima variación temporal de la misma, se presenta transcurridos pocos segundos desde la aparición de la perturbación en el sistema eléctrico de potencia. En la **Figura 5.12a**, se observa que posterior a la participación del aerogenerador en el soporte de frecuencia de la red, la generación síncrona convencional es quien gobierna las acciones de control hasta que la frecuencia es estabilizada. Esto explica por qué el desvío de frecuencia en estado cuasi-estacionario se mantiene similar a aquel conseguido en el caso base. En esta misma figura se puede apreciar que, la contribución del AG-DFIG, hace que la respuesta inicial del resto de tecnologías sea algo más lenta que en el caso base (**Figura 5.10a**). Si bien, esta respuesta menos abrupta de la generación convencional podría resultar beneficiosa para reducir el estrés mecánico de sus respectivos accionamientos primarios, el proceso de estabilización de frecuencia, en este caso, se ralentiza ligeramente. Conclusiones similares pueden obtenerse al revisar los resultados obtenidos en el análisis del sistema bajo un evento de sobre-frecuencia.

Figura 5.11. Dinámica de la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo con la aplicación del método OPPT-extendido en los aerogeneradores: a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.

Figura 5.12. Dinámica de la potencia de salida por tecnología de generación (aplicación del método OPPT-extendido): a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.

Las Tablas 5.9 y 5.10 muestran los resultados obtenidos mediante la implementación del método OPPT-extendido en el AG-DFIG y su comparación con respecto al caso base, cuando en el sistema se presenta un evento de sub-frecuencia y sobre-frecuencia, respectivamente.

Tabla 5.9. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sub-frecuencia.

Parámetros	Valores		
	Caso base	Método OPPT-extendido	Reducción
$\Delta f_{\max}$ [mHz]	-255.87	-148.30	42.04%
Δf_{ce} [mHz]	-104.00	-104.00	0.00%
$ ROCOF _{\max}$ [Hz/s]	0.1595	0.1236	22.51%

Tabla 5.10. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sobre-frecuencia.

Parámetros	Valores		
	Caso base	Método OPPT-extendido	Reducción
$\Delta f_{\max}$ [mHz]	252.21	149.24	40.83%
Δf_{ce} [mHz]	103.93	103.93	0.00%
$ ROCOF _{\max}$ [Hz/s]	0.1595	0.1239	22.32%

La **Figura 5.13** muestra el comportamiento de ciertas variables de interés del AG-DFIG durante el soporte de frecuencia conseguido mediante la aplicación del método OPPT-extendido. Para hacer mucho más clara la ilustración de la mecánica del método, se recurrirá nuevamente a la **Figura 4.12**, la cual se ha particularizado para este caso de estudio y se muestra en la **Figura 5.14**. En la **Figura 5.13a**, se puede apreciar que, previo a la aparición de la perturbación, el aerogenerador, el cual está sometido a un régimen eólico constante, se encuentra operando bajo un criterio de conversión óptima de potencia eólica-mecánica y, por tanto, despachando una potencia P_A , a una velocidad angular ω_A (para este caso de estudio, los valores P_{g0} y ω_{g0} proporcionados en la **Tabla 2.8**). En el momento en el que el esquema de control de frecuencia del aerogenerador detecta la aparición de un desvío de frecuencia en la red, por ejemplo, causado por una condición de sub-frecuencia, éste obliga a la máquina a colocar su punto de operación de forma inmediata en el punto B mediante un desplazamiento de la curva MPPT hacia la izquierda. Como lo evidencia la **Figura 5.13a**, el aerogenerador es capaz de realizar este repentino cambio

de estado en su potencia activa de salida, por cuanto esta variable es una consecuencia de la manipulación de ciertas variables electromagnéticas en el generador de inducción por parte del RSC, cuyas constantes de tiempo son casi despreciables en comparación con el horizonte de tiempo considerado en este análisis. El valor que adopte la potencia activa P_B , va a depender del valor numérico que resulte de evaluar la ecuación (4.20) en función de la gravedad del evento de frecuencia, caracterizada por el estado de las variables Δf y df/dt (véase la dinámica que adquiere la variable f_{kopt} durante el soporte de frecuencia). Debido a la inercia del conjunto turbina-generador, en el instante de la transición de P_A a P_B , las velocidades angulares ω_A y ω_B son prácticamente las mismas. A continuación, el desequilibrio de potencias mecánica y electromagnética dentro del aerogenerador ocasiona la deceleración angular de su eje, a un ritmo condicionado por su momento de inercia natural. Este consumo de energía cinética lleva al aerogenerador a conducir su punto de operación hacia la posición C siguiendo la trayectoria trazada por la curva MPPT desplazada hacia la izquierda. En este punto, y asumiendo que las condiciones eólicas aplicadas al aerogenerador no han cambiado, la potencia activa se vuelve a equilibrar con la potencia mecánica ejercida por la turbina. El valor de la potencia activa de salida será P_C y la velocidad angular, ω_C . Hasta aquí, el método propuesto habrá hecho factible la participación del AG-DFIG en el soporte de frecuencia del sistema con los beneficios técnicos ya explicados y demostrados. La última misión del método es conducir al aerogenerador al punto operativo óptimo que así lo dicte la velocidad del viento incidente. Como en este ejemplo, esa velocidad se ha mantenido constante, el método hará que el punto de operación del aerogenerador retome la posición A. Esto se puede comprobar en la **Figura 5.13a**, en donde, f_{kopt} , va paulatinamente recuperando su valor unitario y, consecuentemente, va arrastrando a la potencia activa y a la velocidad angular a que retomen sus valores óptimos previos. Nótese que, la secuencia completa de actuación del método: $A \rightarrow B \rightarrow C \rightarrow A$, fue cumplida en su totalidad a pesar de que en el sistema aún persiste un desvío de frecuencia en estado estacionario distinto de cero (**Figura 5.11a**). Este correcto desempeño se atribuye a la actuación del filtro pasa altas (**Figura 4.14**), colocado a la entrada del lazo dependiente del desvío de frecuencia, cuya función era justamente eliminar la componente residual del error de frecuencia, resultado típico de las acciones de control primario de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia.

Si ahora, la aparición de una perturbación ocasiona un evento de sobre-frecuencia en el sistema, se puede aplicar un razonamiento similar para explicar la mecánica del método (**Figura 5.13b**). En este caso, el soporte de frecuencia está sustentado por el almacenamiento de energía cinética en las masas rotativa del aerogenerador, como consecuencia de forzar una reducción en la potencia activa despachada: $P_A \rightarrow P_D$. En esta situación, la modificación del valor de consigna de potencia activa se consigue al desplazar la curva MPPT hacia la derecha (**Figura 5.14**). Este desplazamiento es una consecuencia de la evaluación numérica de la ecuación (4.20) que, para este caso, arroja valores de f_{kopt} menores a la unidad (Ver **Figura 5.13b**). Una vez concluida la participación del aerogenerador en las tareas de control de frecuencia del sistema, en el punto E, su operación es nuevamente conducida al punto óptimo de funcionamiento.

Figura 5.13. Dinámica de las variables del AG-DFIG: a) sub-frecuencia, b) sobre-frecuencia.

Figura 5.14. Mecánica del método OPPT-extendido ($v = 9.6$ m/s).

A continuación, se pone a prueba la efectividad del método considerando diferentes condiciones eólicas incidentes en el aerogenerador para el análisis de contingencia tratado en esta sección. A fin de obtener resultados que sean ilustrativos, las velocidades de viento seleccionadas corresponden a aquellas consideradas en la elaboración de la **Figura 4.12**, en la cual se mostraba la característica MPPT particularizada para el aerogenerador empleado en este estudio. Las Tablas 5.11 y 5.12 resumen los resultados obtenidos en la simulación cuando en el sistema se presenta un evento de sub-frecuencia y sobre-frecuencia, respectivamente, mientras que, la **Figura 5.15**, ilustra las prestaciones del método en términos de la reducción alcanzada en los indicadores de interés: $\Delta f_{\max}$ y $|ROCOF|_{\max}$.

Tabla 5.11. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sub-frecuencia para diferentes condiciones eólicas.

$H_{eq}=4.609$ s		Velocidad del viento							
		$v_1 = 6$ m/s	$v_2 = 7.2$ m/s	$v_3 = 8.4$ m/s	$v_4 = 9.6$ m/s	$v_5 = 10.8$ m/s	$v_6 = 12$ m/s	$v_7 = 13.2$ m/s	$v_8 = 14.4$ m/s
Parámetros	Caso base	Control de inercia virtual							
$\Delta f_{\max}$ [mHz]	-255.83	-247.21	-203.20	-166.82	-148.30	-142.37	-143.80	-217.97	-255.83
Δf_{ce} [mHz]	-104.00	-104.00	-104.00	-104.00	-104.00	-104.00	-104.00	-104.00	-104.00
$ ROCOF _{\max}$ [Hz/s]	0.1595	0.1574	0.1539	0.1387	0.1236	0.1103	0.0979	0.1336	0.1595

Tabla 5.12. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido ante un evento de sobre-frecuencia para diferentes condiciones eólicas.

$H_{eq}=4.609$ s		Velocidad del viento							
		$v_1 = 6$ m/s	$v_2 = 7.2$ m/s	$v_3 = 8.4$ m/s	$v_4 = 9.6$ m/s	$v_5 = 10.8$ m/s	$v_6 = 12$ m/s	$v_7 = 13.2$ m/s	$v_8 = 14.4$ m/s
Parámetros	Caso base	Control de inercia virtual							
$\Delta f_{\max}$ [mHz]	252.21	243.82	189.07	170.79	149.24	141.66	206.99	246.16	252.21
Δf_{ce} [mHz]	103.93	103.93	103.93	103.93	103.93	103.93	103.93	103.93	103.93
$ ROCOF _{\max}$ [Hz/s]	0.1595	0.1575	0.1541	0.1385	0.1239	0.1104	0.1084	0.1374	0.1595

(a)

(b)

Figura 5.15. Rendimiento del método OPPT-extendido ante diferentes condiciones eólicas: a) desvío máximo de frecuencia, b) tasa máxima de variación de la frecuencia.

Tanto en las tablas como en la figura anterior, préstese particular atención a los resultados correspondientes a las velocidades que van en el rango de 7.2 a 10.8 m/s. En estos se puede constatar que, conforme la velocidad eólica incidente va en aumento, los réditos ofrecidos por el método siguen también una tendencia creciente. No obstante, no sucede lo mismo cuando se somete al aerogenerador a velocidades inferiores a 7.2 m/s y a velocidades superiores a 12 m/s. En estos casos, los resultados presentan marcadas asimetrías dependiendo de si se trata de un evento de sub-frecuencia o sobre-frecuencia. Incluso, para velocidades extremas como 6 m/s y 14.4 m/s, el método pierde completamente su efectividad. Este funcionamiento anómalo, se explica mediante el análisis de la **Figura 5.16**, la cual ha sido elaborada a partir de la **Figura 5.14**. Esta figura muestra, de forma más detallada, cómo sería la operación del aerogenerador bajo condiciones de velocidad extremas, es decir, cuando la velocidad eólica incidente en la turbina obliga a trabajar al aerogenerador tanto en la zona de arranque como en la zona de velocidad cuasi-constante de las características MPPT (**Figura 4.12**).

Figura 5.16. Mecánica del método OPPT-extendido en condiciones eólicas extremas: a) Velocidades bajas, b) Velocidades altas.

Para velocidades eólicas bajas (entre la velocidad de arranque, 3 m/s, hasta aproximadamente 7.2 m/s), el aerogenerador se encuentra operando en la zona de arranque de la curva MPPT (**Figura 5.16a**). Aquí, cualquier requerimiento de variación de potencia activa para brindar soporte de frecuencia a la red va a verse seriamente limitado debido al reducido margen de variación de que dispone la velocidad angular del eje del aerogenerador. No obstante, si la velocidad del viento incidente va acercando el punto operativo del aerogenerador al límite superior de esta zona, la respuesta de éste ante un evento de sobre-frecuencia se va tornando más significativa respecto a la que tendría ante un caso de sub-frecuencia. Esto es debido a que en estas condiciones operativas, existe un mayor rango disponible para acelerar que para decelerar la máquina: $(\omega_E - \omega_D) > (\omega_B - \omega_C)$. Esto se refleja en la asimetría observada en la reducción del desvío máximo de frecuencia para una velocidad eólica de 7.2 m/s en la **Figura 5.15a**, la cual favorece claramente a un evento de sobre-frecuencia.

De forma análoga, para velocidades eólicas altas (mayores a 12 m/s), el aerogenerador entra a trabajar en la zona de velocidad cuasi-constante de las características MPPT (**Figura 5.16b**). En esta situación operativa, la máquina presenta un comportamiento complementario al caso anterior, pues ahora dispondrá de un mayor margen para decelerar el rotor que para acelerarlo $(\omega_B - \omega_C) > (\omega_E - \omega_D)$. Al poder sostener por mayor tiempo un pequeño incremento de potencia activa a la salida del aerogenerador, el soporte de frecuencia brindado por éste a la red será más efectivo en situaciones de sub-frecuencia que al revés (Observe el resultado obtenido para 12 y 13.2 m/s en la **Figura 5.15a**). Por último, para velocidades superiores a 13.3 m/s, el aerogenerador ya no es capaz ni de subir ni de reducir su potencia activa de salida debido a las restricciones de potencia

máxima generada como de velocidad angular máxima asignadas a la característica MPPT implementada por cuestiones de seguridad.

5.2.8. Evaluación del método OPPTe+CFAP-mejorado

En la sección 4.5, se presentó la base teórica del método OPPTe+CFAP-mejorado. Esta estrategia de control se basa en combinar las prestaciones de dos filosofías de control concebidas para proveer servicios de soporte de frecuencia a la red por parte de aerogeneradores de velocidad variable: el método OPPT-extendido (OPPTe) y el control de frecuencia mediante la variación del ángulo de paso de pala (CFAP). Esta idea de combinar la acción de estos dos métodos radica en el hecho de que se puede aprovechar la rápida respuesta que presenta el OPPT-extendido en la variación de la potencia activa de salida de un aerogenerador, por cuanto se actúa sobre variables electromagnéticas, y por la capacidad de limitación de la potencia eólica capturada que ofrece el método CFAP mediante la manipulación de variables mecánicas para modificar el ángulo de paso de pala. Como se demostrará de forma experimental en este apartado, el efecto combinado de estas dos técnicas permite obtener mayores prestaciones en cuanto a la reducción de los indicadores de interés $|\Delta f_{\max}|$ y $|ROCOF|_{\max}$, que mediante la aplicación individual de las mismas. Se comprobará también, que este aumento de efectividad en las tareas de recuperación de la frecuencia de la red trae consigo unas pérdidas energéticas asociadas debido a la limitación de potencia eólica capturada por parte del CFAP (al actuar sobre el ángulo de paso de pala). Con el objeto de reducir la cantidad de potencia eólica no despachada, o también conocida con el término de “vertido eólico”, se complementa esta propuesta de combinación con una técnica de ajuste de la curva MPPT ante diferentes niveles de descarga de la turbina eólica para mover el punto operativo del aerogenerador a la posición óptima en términos de la potencia mecánica extraíble. Tanto la combinación de las estrategias como la acción correctiva del punto óptimo constituyen el segundo aporte científico de esta tesis doctoral.

Se implementa, por tanto, el esquema propuesto en la **Figura 4.23** en el AG-DFIG dentro del sistema eléctrico de potencia de pruebas ilustrado en la **Figura 5.7**, sobre el cual se simularán las mismas contingencias hasta aquí estudiadas a fin de contar con resultados que sean comparables. Así mismo, se considerará el efecto agregado de la generación eólica en el SPE mediante un AG-DFIG equivalente, el cual estará sometido a una velocidad del viento constante e igual a $v = 9.6$ m/s. Adicionalmente, no se contempla la existencia de acciones de reserva de energía eólica previa en el aerogenerador mediante la limitación de la potencia eólica capturada, por tanto, $\beta_0 = 0^\circ$. Bajo estas circunstancias, y tal como se expuso en el marco teórico de la sección 4.5, no se espera que el componente relacionado con la variación del ángulo de paso de pala que integra la estrategia propuesta responda ante eventos de sub-frecuencia en el sistema (CFAP). En consecuencia, los resultados obtenidos al aplicar el método serán similares a aquellos obtenidos mediante la aplicación del método OPPT-extendido. No obstante, en una situación de sobre-frecuencia, la acción de reducción de potencia eólica capturada puede ser llevada a cabo de forma efectiva por el CFAP la cual, sumada a la rápida reducción de potencia activa por parte del método OPPT- extendido, permite incrementar las prestaciones generales del método propuesto.

La **Tabla 5.13** muestra los valores restantes por asignar al esquema de la **Figura 4.23** para la implementación del método propuesto.

Tabla 5.13. Valores asignados a los parámetros del método CFAP.

Parámetro	Símbolo	Valor
Banda muerta	BM	1 mHz
Constante de sensibilidad P-f	K_{pf}	10
Descarga inicial de la turbina	β_0	0°

Antes de pasar a la etapa de simulación, se presenta un ejemplo de evaluación numérica de la constante $K_{opt}(\beta)$ definida en la ecuación (4.22) y esquematizada en la **Figura 4.22**, la cual permite realizar el ajuste de la curva MPPT ante diferentes niveles de descarga de la turbina eólica introducidos por el método CFAP, con el objeto de mover el punto de operación del AG-DFIG a su valor óptimo correspondiente, lo cual constituye una de las características de la estrategia de control propuesta. Es necesario abordar este problema de cálculo mediante una resolución numérica debido a la dificultad que supone el manejo analítico de las ecuaciones (3.8-3.9) para determinar los valores $C_{p,max}(\beta)$ y $\lambda_{opt}(\beta)$. La **Figura 5.17** muestra el diagrama de flujo del algoritmo propuesto para el cálculo de $K_{opt}(\beta)$, en donde λ_0 es el valor inicial de la velocidad relativa, $\Delta\lambda$ es la resolución de cálculo requerida, ε denota la tolerancia numérica y k es el índice de iteración.

Este proceso de evaluación numérica consiste en realizar un barrido discreto de la expresión que define el coeficiente de potencia de la turbina para un determinado nivel de descarga, β . A continuación, se evalúa la derivada de la función $C_p(\lambda, \beta)$ con respecto a λ , con el objeto de determinar el valor máximo de esta función. El proceso iterativo continuará hasta que esta derivada tienda numéricamente hacia un valor muy pequeño, ε . En la última iteración, los valores λ_k y C_{pk} definirán los parámetros $\lambda_{opt}(\beta)$ y $C_{p,max}(\beta)$ los cuales, a la postre, permitirán evaluar $K_{opt}(\beta)$. Dado que, las ecuaciones no lineales involucradas en este proceso de cálculo están compuestas tanto de constantes como de parámetros aerodinámicos constructivos de la turbina (los cuales se suponen que son conocidos e invariables en el tiempo), el procedimiento descrito en el diagrama de flujo puede ser realizado fuera de línea y sus resultados almacenados en una tabla de valores. Esto con el objetivo de reducir el esfuerzo computacional requerido para la implementación de la propuesta ya sea en un entorno de simulación por ordenador o en situaciones prácticas.

Figura 5.17. Diagrama de flujo para el cálculo numérico de la constante $K_{opt}(\beta)$.

La **Figura 5.18** muestra los resultados obtenidos mediante la ejecución de este procedimiento numérico, considerando: $\lambda_0 = 1$, $\Delta\lambda = 0.01$ y $\varepsilon = 0.001$. En la **Figura 5.18a** se aprecia la evolución de la constante de optimización en función del ángulo de paso de pala que conduce a la corrección del punto operativo del AG-DFIG y en la **Figura 5.18b** se observa el lugar geométrico descrito por los parámetros $C_{p,max}(\beta)$ y $\lambda_{opt}(\beta)$ que constituyen definición de $K_{opt}(\beta)$.

Figura 5.18. Resultados del proceso de evaluación numérica de $K_{opt}(\beta)$: a) K_{opt} vs β , b) Curva P- ω .

Ahora bien, con el propósito de destacar las aportaciones de cada una de las características de la estrategia de control propuesta para el soporte de frecuencia de la red, se ha subdividido este análisis en los siguientes casos de estudio:

- Caso 1: Aplicación individual del método OPPT-extendido.
- Caso 2: Aplicación individual del método CFAP.
- Caso 3: Combinación de los métodos OPPT-extendido y CFAP.
- Caso 4: Combinación de los métodos OPPT-extendido y CFAP, con la característica de corrección de la curva MPPT: método OPPTe+CFAP-mejorado.

En la **Figura 5.19** se muestran las dinámicas de los indicadores $\Delta f_{\max}$ y ROCOF obtenidas mediante simulación en el dominio del tiempo cuando en el sistema eléctrico de pruebas se introduce una perturbación causante de un evento de sobre-frecuencia. Cada uno de los casos estudiados es comparado con el caso base, situación en la cual la generación eólica no participa en las tareas de control de frecuencia del sistema. Por último, los resultados numéricos obtenidos en las simulaciones se resumen en la **Tabla 5.14**.

Haciendo una valoración de los resultados, se puede comprobar en la **Figura 5.19a** que la aplicación individual del método OPPT-extendido conlleva a un notable mejoramiento de la recuperación de la frecuencia de la red respecto al caso base. Tanto las dinámicas como los resultados numéricos generados son idénticos a aquellos obtenidos en la **Figura 5.11b** y en la **Tabla 5.10**, respectivamente. Esto debido a que se trata del mismo caso de estudio.

Luego, al observar los efectos de la aplicación individual del método CFAP en la **Figura 5.19b** sobre la dinámica de la frecuencia del sistema y de su derivada en el dominio del tiempo, se percibe una leve mejoría en cuanto a la reducción del indicador $\Delta f_{\max}$ y un impacto despreciable sobre el ROCOF_{max}. Esto es de esperar, pues la variable que gobierna las acciones de control de este método es únicamente el desvío de la frecuencia de la red respecto a su valor nominal. Sin embargo, tanto en esta figura como en la **Tabla 5.14** se puede constatar el efecto que se tiene sobre el desvío de frecuencia cuasi-estacionario, Δf_{ce} , el cual es reducido en cierta medida. Esto se debe a que la ausencia de un filtro pasa altas a la entrada del esquema de control del CFAP obliga al aerogenerador a mantener el nivel de su potencia activa generada por debajo de su valor óptimo teórico mediante el control del ángulo de paso de pala de la turbina, hasta que el error de frecuencia en estado-cuasi estacionario sea mitigado por el esquema jerarquizado de regulación de frecuencia del sistema. Esta situación trae consigo unas pérdidas energéticas asociadas, las cuales se busca reducir con el método propuesto.

La **Figura 5.19c**, muestra las bondades de combinar las acciones de control de las dos estrategias previamente descritas. Por una parte, se consigue una reducción mayor del desvío máximo de frecuencia, $\Delta f_{\max}$, que aquella obtenida en los dos casos anteriores, aunque, en lo que respecta al ROCOF, éste se parece más a aquel obtenido en el Caso 1. Esto sumado al hecho de que el desvío de frecuencia en estado cuasi-estacionario es similar al conseguido en el Caso 2, permite tener una idea del efecto complementario que se obtiene al combinar estos dos métodos (Ver **Tabla 5.14**). Sus prestaciones individuales características se fusionan y sus bondades comunes, como por ejemplo, la reducción del $\Delta f_{\max}$, tienen un efecto aditivo, que, en términos de beneficios globales, constituye un método más completo en comparación con el OPPT-extendido y el CFAP por separado.

Por último, la **Figura 5.19d** ilustra los efectos sobre la dinámica de la frecuencia del sistema y sobre su derivada temporal, la implementación de la estrategia de control basada en la combinación de los métodos OPPT-extendido y el CFAP junto con la característica de corrección

de la curva MPPT ante la variación del ángulo de paso de pala. En este caso, se observa que la reducción del $\Delta f_{\max}$ es mucho más efectiva en comparación con aquellas conseguidas durante el estudio de los tres casos anteriores. De mismo modo, se consigue reducir el $\text{ROCOF}_{\max}$ en un orden similar a aquel obtenido en los casos 1 y 3. No obstante, nótese que en el estudio del Caso 4, la permanencia en el tiempo del ROCOF es menor que en los tres casos anteriores incluso que en el caso base.

Figura 5.19. Dinámica de la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo con la aplicación del método: a) OPPT-extendido, b) CFAP, c) OPPTe+CFAP y d) OPPTe+CFAP con el desplazamiento mejorado de la curva MPPT.

Tabla 5.14. Resultados de la aplicación de las estrategias de control de frecuencia aplicadas al AG-DFIG ante un evento de sobre-frecuencia.

Parámetros	Valores				
	Caso base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
$\Delta f_{\max}$ [mHz]	252.21	149.24	242.00	143.76	92.22
Δf_{ce} [mHz]	103.93	103.93	84.60	84.60	91.37
$ ROCOF _{\max}$ [Hz/s]	0.1595	0.1239	0.1595	0.1239	0.1238

Finalmente, con el propósito de condensar los resultados obtenidos durante el estudio de los cuatro casos considerados, en la **Figura 5.20** se han asociado y se han sobrepuesto las dinámicas presentadas en la **Figura 5.19**, cuyos valores de interés pueden ser comparados con aquellos expuestos en la **Tabla 5.14**.

Figura 5.20. Resultados de la aplicación de los métodos de control de frecuencia evaluados: a) dinámica de la frecuencia de la red, b) dinámica de la tasa de variación de la frecuencia.

A continuación, en la **Figura 5.21** se ilustran las dinámicas temporales presentadas por las variables del AG-DFIG: potencia activa, velocidad angular del eje, ángulo de paso de pala y coeficiente de potencia, durante la implementación de los casos de estudio considerados.

En la **Figura 5.21a**, se puede comprobar la rapidez con la que el estado de la potencia activa del aerogenerador puede ser modificado ante un requerimiento de soporte de frecuencia en la red para los casos 1, 3 y 4, en los cuales está involucrado el método OPPT-extendido. Estos tiempos de respuesta contrastan de forma notoria con aquella dinámica obtenida mediante durante la aplicación individual del método CFAP (Caso 2), el cual maneja únicamente variables mecánicas para la limitación de la potencia eólica capturada. Como lo confirman los resultados de la **Figura**

5.20 y la **Tabla 5.14**, las altas prestaciones conseguidas con la aplicación del Caso 4, se deben al rápido y pronunciado cambio de la potencia activa, conducida por la estrategia propuesta, en los primeros instantes tras la aparición de la perturbación (que es en donde se produce la tasa máxima de variación de la frecuencia y el desvío máximo de la misma) y su posterior recuperación hacia otro valor en régimen permanente de forma mucho más pausada. Como ya se mencionó en la exposición teórica de este método, el valor que adopte la potencia activa una vez concluidas las tareas de control de frecuencia no será el valor óptimo previo al evento de frecuencia similar al obtenido en el estudio del Caso 1. Esto se debe a que el soporte de frecuencia brindado por el Caso 4 está concebido, además, para descargar la turbina eólica mediante la variación del ángulo de paso de pala (**Figura 5.21c**) y, por ende, se tienen unas pérdidas energéticas asociadas. No obstante, como se puede apreciar en la evaluación del coeficiente de potencia de la turbina eólica (**Figura 5.21d**), la pérdida de eficiencia (o vertido eólico, si se habla en términos energéticos) asociada a la aplicación del Caso 4 es menor que aquella obtenida en aquellos métodos que contemplan el control del ángulo de paso de pala (casos 2 y 3), que era uno de los objetivos perseguidos con la adición al Caso 3 de una característica de ajuste de la curva MPPT ante diferentes niveles de descarga de la turbina eólica. En lo que respecta a la velocidad angular del conjunto turbina-generador, cuya dinámica se ilustra en la **Figura 5.21b**, se evidencia que posterior a la participación del aerogenerador en el control de frecuencia de la red, solamente en el Caso 1 la velocidad recupera su valor óptimo previo. El hecho de que en los casos 2 y 3 se obtengan valores de velocidad angular posteriores a la perturbación por debajo del valor óptimo teórico, corroboran la afirmación conceptual realizada durante la descripción de estos métodos en la sección 4.5. En cambio, tal y como se esperaba con la incorporación al Caso 3 de una característica de ajuste de la curva MPPT ante diferentes niveles de descarga de la turbina eólica, la aplicación del Caso 4 muestra cómo la velocidad angular del eje es conducida a un régimen rotacional superior al valor óptimo teórico, lo cual permite obtener un mayor margen de energía cinética para atender futuras contingencias en el sistema. En lo que respecta a la dinámica del ángulo de paso de pala de la turbina (**Figura 5.21c**), nótese que con la aplicación del Caso 4 se obtiene una respuesta menos brusca de esta variable durante el soporte de frecuencia, en comparación con los casos 2 y 3, debido a que la acción de regulación de potencia está siendo compartida con la manipulación de variables electromagnéticas por parte del método OPPT-extendido. Debido a que la acción de variación del ángulo de paso de pala es realizada por actuadores que soportan grandes esfuerzos mecánicos, el hecho de que la estrategia del Caso 4 permita regular esta variable de forma sutil, podría impactar positivamente la vida útil de los componentes mecánicos al estar sometidos a una menor fatiga introducidos por estas estrategias de control. Desde luego, esta afirmación tendría que ser corroborada mediante la implementación práctica de la estrategia de control en prototipos reales y luego de un arduo trabajo de monitorización y muestreo durante toda la vida útil de las máquinas.

Figura 5.21. Dinámica de las variables del AG-DFIG con la aplicación de los métodos evaluados: a) potencia activa generada, b) velocidad angular del eje, c) ángulo de paso de pala, d) coeficiente de potencia.

A continuación, en la **Figura 5.22** se ilustra la efectividad ofrecida por los métodos considerados medida en términos la reducción de los indicadores de interés: $\Delta f_{\max}$ y $|\text{ROCOF}|_{\max}$, en respuesta a un evento de sobre-frecuencia en el sistema, para diferentes situaciones operativas del aerogenerador determinadas por la velocidad del viento incidente.

Figura 5.22. Rendimiento de los métodos estudiados ante diferentes condiciones eólicas: a) desvío máximo de frecuencia, b) tasa máxima de variación de la frecuencia.

En base a los resultados ilustrados en la **Figura 5.22a**, se puede evidenciar claramente las bondades que ofrece la combinación de las acciones de control de método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso 4), en términos de la reducción del $\Delta f_{\max}$, para todo el rango de velocidades considerado. Además de ser mucho más efectivo en el proceso de recuperación de la frecuencia con respecto al método OPPT-extendido (Caso 1), éste posee un muy buen rendimiento en aquellas velocidades extremas en donde este último perdía efectividad. Evidentemente, estas altas prestaciones se ven penalizadas en el vertido eólico que tiene asociado la implementación de la propuesta.

Con respecto a la reducción de la tasa máxima de variación de la frecuencia, en la **Figura 5.22b** se puede apreciar que, particularmente en aquellas velocidades eólicas comprendidas en el rango 8.4-10.8 m/s, las cuales están dentro de la zona de optimización de las características MPPT del aerogenerador, los enfoques aplicados en los casos 1, 3 y 4 poseen prestaciones similares. No obstante, con el aerogenerador sometido a condiciones eólicas fuera de la zona de optimización, las propuestas evaluadas en los casos 3 y 4 se imponen en efectividad, con valores casi similares. Nótese que, el aporte del método CFAP, aplicado de forma individual en el Caso 2, para la reducción del $|ROCOF|_{\max}$ es insignificante para todo el rango de velocidades considerado. Como ya se ha venido exponiendo a lo largo de este apartado, estos resultados eran de esperarse por cuanto el método CFAP tiene como variable de control únicamente el desvío de frecuencia de la red, además, por su lenta respuesta para modificar la potencia eólica producida, debido al manejo de variables mecánicas para la limitación de la potencia eólica capturada, lo cual dificulta el mejoramiento del $|ROCOF|_{\max}$ el cual se manifiesta de forma más temprana que el $\Delta f_{\max}$ tras la aparición de la perturbación.

5.3. Caso de estudio 2: Sistema eléctrico insular de San Cristóbal

El sistema eléctrico híbrido eólico-diésel de San Cristóbal (SHSC) se encuentra localizado en las islas Galápagos, Ecuador. Dadas sus condiciones geográficas, la interconexión con algún sistema eléctrico continental resulta impráctica desde un punto de vista técnico y económico por lo que, históricamente, la demanda eléctrica de la isla ha sido cubierta en su totalidad por una central térmica diésel. Desde el año 2007 se encuentra en operación el parque eólico San Cristóbal, cuyo objetivo es contribuir a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero producto de la generación de energía eléctrica basada en el uso de combustibles fósiles y, además, aminorar el riesgo de catástrofes ambientales como consecuencia del transporte de hidrocarburos hacia la isla (Declarada Patrimonio Natural de la Humanidad en 1979 y Reserva de la Biosfera en 1985 por la UNESCO) [135]. De acuerdo con el balance energético anual, publicado periódicamente por la empresa responsable de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de la isla, el proyecto eólico ha demostrado ser económicamente viable y ambientalmente sostenible desde el inicio de las actividades de explotación [136].

Desde una perspectiva técnica, un sistema eléctrico conformado por generadores síncronos convencionales de pequeña capacidad, con altos porcentajes de participación de agentes de generación eléctrica no gestionables en la cobertura de la demanda, bajos niveles de consumo y carente de un sistema de almacenamiento energético, podría dificultar las tareas de operación y control debido a su reducido margen de estabilidad [137]. Por ejemplo, la integración masiva de aerogeneradores en sistemas con estas características suele suponer la parada o la producción en mínimos técnicos de las unidades de generación convencional. En tal situación las acciones de regulación de tensión y de frecuencia de la red están destinadas a perder efectividad, ya que los generadores eólicos no están concebidos, en principio, para atender los requerimientos de soporte de frecuencia del sistema a pesar de tener el potencial para hacerlo [17]. En cambio, la mayoría de los aerogeneradores modernos ofrecen un margen de control de tensión aceptable mediante la inyección de potencia reactiva en el nudo de conexión a la red aunque de un modo más limitado que un generador síncrono convencional [138]. En condiciones eólicas altamente favorables, la estabilidad de frecuencia en sistemas con estas particularidades podría verse seriamente comprometida ya que su respuesta ante eventos de frecuencia, ya sea debido a la aparición de importantes desequilibrios entre generación y demanda o debido a la inyección de energía eólica fluctuante en condiciones normales de operación, podría resultar insuficiente para garantizar una adecuada calidad del suministro eléctrico [139,20,21]. Una experiencia real que corrobora esta exposición es el reporte de una serie de pérdidas parciales y totales del suministro eléctrico en el SHSC suscitadas durante el mes de agosto del año 2015, el cual coincide con la época de mayor viento anual en la isla San Cristóbal. Gran parte de estas incidencias fueron ocasionadas por el disparo de los relés de frecuencia instalados tanto en el parque eólico como en la central diésel por causas aún desconocidas para los operadores del sistema. Los informes técnicos revelan incluso procesos de deslastre de carga previos a la ocurrencia de una de las pérdidas del servicio eléctrico. La ocurrencia de estos eventos, los cuales ponen en evidencia la difícil tarea que supone mantener la frecuencia dentro de límites seguros al igual que garantizar la continuidad del suministro eléctrico, ha despertado el interés de esta investigación para poner a prueba las estrategias de control propuestas y evaluar los potenciales beneficios técnicos derivados de su aplicación en este sistema eléctrico real.

En este sentido, se ha consultado toda la información pública disponible a fin de contar con una base de datos suficiente para representar este sistema en un entorno de simulación por ordenador y así obtener una adecuada representación temporal de las variables de interés en un estudio de control primario de frecuencia. Además, hay que indicar que cierta información adicional concerniente a la operación y constitución del SHSC ha sido gentilmente proporcionada por la empresa eléctrica responsable de la operación del sistema, ELECGALÁPAGOS S.A.

La **Figura 5.23** muestra la configuración del sistema eólico-diésel de la isla San Cristóbal. La central térmica está compuesta por tres unidades de generación síncrona, a 60 Hz y con una capacidad nominal de 813kVA cada una, accionadas por sus respectivos motores de combustión interna (diésel). Estos tres generadores se conectan a una barra trifásica de 13.2 kV que conforma la subestación de distribución (S/E), la cual se encuentra localizada en los patios de la central térmica. De la S/E se derivan tres alimentadores primarios para distribuir la energía generada a los diferentes centros de consumo de la isla. A su vez, a 12 km de la S/E, se encuentra emplazado el parque eólico San Cristóbal, el cual está constituido por tres aerogeneradores de velocidad variable con una potencia nominal de 800 kW cada uno.

Figura 5.23. Diagrama unifilar del sistema eólico-diésel de la isla San Cristóbal.

En las siguientes subsecciones se presenta una descripción detallada de cada uno de los agentes de generación que conforman el SHSC junto con el modelo que será empleado para representar el funcionamiento del sistema en las tareas de regulación primaria de frecuencia.

5.3.1. Generación eólica

En el parque eólico San Cristóbal se encuentran instalados tres aerogeneradores del fabricante MADE, modelo A-59, cuyo esquema general se muestra en la **Figura 5.24** [140]. El eje de la turbina eólica está acoplado al del generador eléctrico a través de una caja multiplicadora de velocidad (CMV). La energía producida por el generador eléctrico, de tipo síncrono de polos salientes, es vertida hacia la red por medio de un convertidor electrónico de potencia con topología *back-to-back*. Este convertidor está compuesto, a su vez, por un convertidor del lado de la máquina (MSC–*Machine Side Converter*) y por un convertidor del lado de la red (GSC–*Grid Side Converter*). El MSC se encarga de controlar la potencia activa desarrollada por el generador síncrono siguiendo una característica de extracción máxima de potencia mecánica de la turbina, MPPT, mientras que, el GSC es el responsable de regular tanto la tensión en el enlace de corriente continua (CC) como la potencia reactiva en el punto de conexión con la red [141]. El desacoplamiento provisto por el enlace en CC del convertidor electrónico de potencia permite la operación del generador eléctrico en un amplio rango de velocidades independientemente del valor de la frecuencia de la red. Los datos de placa de este modelo comercial de aerogenerador se resumen en la **Tabla 5.15**.

Figura 5.24. Esquema general del aerogenerador de velocidad variable instalado en el SHSC.

Tabla 5.15. Datos de placa del aerogenerador MADE A-59.

Características generales (aerogenerador)	Valor
Potencia nominal	800 kW
Rango de velocidad de giro turbina	11.33-24.93 RPM
Rango de velocidad de giro generador	750-1650 RPM
Relación de transformación caja multiplicadora de velocidad (eje planetario)	1:66.185
Diámetro de la turbina	59 m
Altura del buje (respecto del suelo)	51 m
Características del rotor (turbina)	
Número de palas	3
Ángulo de paso de pala mín./máx.	0°/88°
Velocidad del viento arranque/parada	3/14 m/s
Características del generador eléctrico	
Potencia activa máxima	880 kW
Tensión nominal	1000 V
Frecuencia	50 Hz
Número de polos	4
Convertidor electrónico de potencia	
Potencia activa máxima	840 kW
Tensión nominal	1000 V
Frecuencia	60 Hz

A continuación, se procede a modelar este aerogenerador comercial para su posterior implementación en un entorno de simulación. El primer paso de este proceso consiste en representar las características aerodinámicas de la turbina eólica tripala por medio de la expresión genérica del coeficiente de potencia formulada en (3.8)-(3.9):

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_t}{P_{eol}} = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068\lambda \quad (5.3)$$

Donde:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (5.4)$$

La evaluación numérica de estas expresiones, permiten identificar un valor máximo de la función $C_p(\lambda, \beta) = C_{p,\max} = 0.48$, para una velocidad relativa, $\lambda = 8.1$. Luego, de acuerdo con los datos proporcionados en la **Tabla 5.15**: frecuencia del generador eléctrico, $f = 50$ Hz, número de pares de polos, $p = 2$, y relación de transformación de la caja multiplicadora de velocidad, $n_t = 66.185$, se pueden definir los valores nominales de las velocidades angulares tanto del generador eléctrico, ω_g , como de la turbina, ω_t , los cuales serán tomados como base para el cálculo en valores por unidad:

$$\omega_{g,\text{base}} = \frac{2\pi f}{p} = 157.08 \text{ rad/s} \quad (5.5)$$

$$\omega_{t,\text{base}} = \frac{2\pi f}{p \cdot n_t} = 2.37 \text{ rad/s} \quad (5.6)$$

Además, conocido el rango de velocidades que puede adoptar el generador eléctrico durante su operación, el cual se indica en la **Tabla 5.15**, es posible definir los límites mínimo y máximo de velocidad angular del conjunto turbina-generador como: $\omega_{\min[\text{pu}]} = 0.5 \text{ pu}$ y $\omega_{\max[\text{pu}]} = 1.1 \text{ pu}$, respectivamente.

Por otra parte, de acuerdo con la expresión (3.14), la potencia mecánica óptima que puede ser desarrollada por la turbina eólica es directamente proporcional a la velocidad angular de su eje ($\omega_g[\text{pu}] = \omega_t[\text{pu}]$) elevada a la tercera potencia y a la constante de optimización, K_{opt} :

$$P_{\text{opt}[\text{pu}]} = K_{\text{opt}} \omega_g^3 \quad (5.7)$$

Para hacer una estimación del valor numérico de K_{opt} , se toma en consideración la curva de potencia en función de la velocidad del viento incidente (**Figura 5.25**), la cual ha sido extraída del catálogo del modelo comercial MADE A-59. En esta ilustración se puede evidenciar que el aerogenerador desarrolla su potencia nominal cuando la componente horizontal de la velocidad del viento incidente alcanza los 11 m/s.

Figura 5.25. Curva potencia-velocidad del aerogenerador MADE AE-59.

Echando un vistazo nuevamente a la **Figura 3.7**, en donde se representaban las características $P-\omega$ de la turbina eólica junto con la curva de extracción óptima de potencia, MPPT, en este diseño se puede asumir que la zona de optimización de la característica MPPT de la turbina termina en el punto de operación correspondiente a $v = 10$ m/s, en el cual, la potencia extraíble sea $P_g = 697$ kW. Dado que, la zona de optimización de la curva MPPT está delimitada entre las velocidades angulares ω_0 y ω_1 , en este diseño se ha establecido que la zona de optimización quede comprendida entre los valores $\omega_0 = 0.51 \text{ pu}$ y $\omega_1 = 1.09 \text{ pu}$. La selección de estos valores permite contar con una franja de seguridad del 1% con respecto al rango de velocidad recomendado para

este modelo de aerogenerador comercial. Con este razonamiento, y mediante el uso de (5.7), se puede determinar que:

$$K_{opt} = \frac{P_{opt[pu]}}{\omega_g^3[pu]} = \frac{(697/800)}{1.09^3} = 0.6728 \quad (5.8)$$

Ahora bien, una vez que se han establecido numéricamente los parámetros característicos que definen la dinámica operacional de la turbina eólica, y siguiendo un procedimiento similar al expuesto en la sección 3.3.1 de este informe, es posible obtener la característica P- ω resultante de este proceso de diseño. La **Figura 5.26** muestra las curvas de potencia mecánica desarrollada por la turbina junto con la curva de seguimiento del punto de máxima potencia particularizadas para este modelo comercial. En esta ilustración se han resaltado nuevamente las zonas operativas del aerogenerador, similar a la representación realizada en la **Figura 3.7**.

Figura 5.26. Características P- ω particularizadas para el aerogenerador MADE AE-59.

Si sobre esta figura, se evalúa la potencia desarrollada por el aerogenerador considerando diferentes regímenes de viento bajo el criterio de conversión óptimo MPPT (mediante el uso de las ecuaciones (3.15)-(3.17)), es posible obtener una curva similar a la ilustrada en la **Figura 5.27**, la cual ha sido sobrepuesta a la curva del modelo comercial. Al comparar estas dos características, se puede evidenciar la existencia de una correlación razonable, la cual brinda la certeza de que los criterios utilizados para la representación de la potencia producida por el aerogenerador en régimen permanente han sido acertados.

Figura 5.27. Curva potencia-velocidad obtenida mediante el modelo de turbina eólica empleado.

A continuación, para representar el resto de los subsistemas que conforman el modelo de este aerogenerador de velocidad variable (**Figura 5.24**): sistema mecánico, generador eléctrico y convertidor electrónico de potencia, control de paso de pala y control de velocidad (MPPT), se puede considerar nuevamente el trabajo de modelación presentado en el Capítulo 3 y ser

replicado en este caso. Este criterio se puede justificar partiendo del hecho de que este aerogenerador junto con el AG-DFIG, poseen características operativas similares dentro del horizonte temporal de interés, por cuanto, los dos son máquinas de velocidad variable. Además, si se analiza la estructura general del modelo propuesto para el AG-DFIG (**Figura 3.3**), éste posee una estructura análoga al aerogenerador en cuestión, con la diferencia de que, en este caso, el generador eléctrico es síncrono y que la señal de referencia del par electromagnético es generada por el MSC en lugar del RSC. Para los fines prácticos de esta investigación y la ventana de tiempo considerada, se puede seguir representando la dinámica del generador eléctrico junto con su correspondiente convertidor electrónico de potencia por medio de un sistema lineal de primer orden.

Tomando como referencia el modelo electromecánico propuesto en el Capítulo 3 (**Figura 3.21**), la **Figura 5.28** muestra la representación del aerogenerador MADE A-59 a considerar en este apartado. En éste, v representa la velocidad de viento incidente en la turbina y P_g es la potencia activa total generada. T_t y T_{em} denotan el par mecánico y el par electromagnético, respectivamente. ω_t y ω_g son las velocidades angulares de la turbina y del generador eléctrico. El momento de inercia equivalente de todas las masas rotativas que conforman el aerogenerador está representado por la constante de inercia H_{AG} . Todas las variables con el superíndice * representan sus valores de referencia o de consigna. Los valores asignados a los parámetros que constituyen el modelo del aerogenerador se resumen en la **Tabla 5.16**, los cuales han sido establecidos en función de los cálculos previos, de la información disponible en el catálogo del fabricante del modelo comercial y de valores típicos encontrados en la literatura.

Figura 5.28. Modelo electromecánico del aerogenerador MADE A-59.

Tabla 5.16. Valores asignados a los parámetros del modelo del aerogenerador MADE A-59.

Parameter	Symbol	Value
Potencia base	P_{base}	800 kW
Potencia máx. /mín. del generador	$P_{g,max}/P_{g,min}$	1/0.04 pu
Par máx. /mín. del generador	$T_{em,max}/T_{em,min}$	0.91/0.08 pu
Velocidad del viento base	v_{base}	10 m/s
Potencia activa correspondiente a v_{base}	P_{vbase}	697 kW
Numero de pares de polos del generador	p	2
Frecuencia nominal del generador	$f_{g,nom}$	50 Hz
Velocidad base de la turbina	$\omega_{t,base}$	2.37 rad/s
Velocidad base del generador	$\omega_{g,base}$	157.08 rad/s
Relación de transformación caja multiplicadora	n_t	66.185
Densidad del aire	ρ	1.225 kg/m ³
Radio de la turbina	R	29.5 m
Constante de inercia equivalente turbina-generador	H_{AG}	4.18 s
Constante de optimización	K_{opt}	0.6728
Ángulo de paso de pala máx./mín.	β_{min}/β_{max}	0/88°
Tasa máxima de variación del ángulo de paso de pala	$(d\beta/dt)_{max}$	10°/s
Constante de tiempo generador-MS	τ_C	20 ms
Constante de tiempo servomecanismo paso de pala	τ_P	0.3 s
Ganancias controlador de paso de pala	K_{Ppc}/K_{Ipc}	150/25
Ganancias controlador de velocidad	K_{Psc}/K_{Isc}	0.3/8

5.3.2. Generación térmica diésel

La **Figura 5.29** muestra el esquema general de una unidad de generación eléctrica diésel. En este estudio se asume que, dentro del horizonte temporal considerado, el motor diésel dispone de la cantidad suficiente de combustible para suministrar la potencia mecánica, P_m , necesaria para accionar el generador síncrono acoplado en su eje y alimentar a la carga eléctrica, P_d . En análisis de control de frecuencia, en donde la potencia generada y la velocidad angular de los generadores síncronos son las variables de interés, es frecuente utilizar modelos simplificados del control de velocidad del accionamiento primario en lugar de una representación detallada del conjunto turbina-generador eléctrico [21,29]. Su justificación radica en el hecho que, al igual que en el caso de los aerogeneradores, dentro de la ventana de tiempo característica de la regulación primaria de frecuencia los fenómenos electromagnéticos involucrados en su dinámica poseen una constante de tiempo bastante inferior al de los mecánicos y, además, a que estas simplificaciones permiten reducir de forma considerable el esfuerzo analítico y computacional requerido para su modelación e implementación. En la **Tabla 5.17** se resume la información técnica de las unidades de generación diésel instaladas en el SHSC.

Figura 5.29. Esquema general de la unidad de generación diésel.

Tabla 5.17. Características del generador diésel.

Características generales	Valor
Potencia activa nominal (P_{nom})	650 kW
Potencia aparente nominal	813 kVA
Tensión nominal	480 V $\pm 5\%$
Frecuencia	60 Hz
Número de polos	6
Velocidad de sincronismo	1200 RPM
Cte. inercia motor-generador (base 3×813 kVA)	0.4208 s

El modelo del controlador de velocidad del generador diésel ha sido tomado de [58,61] y se ilustra en la **Figura 5.30**. En esta representación, ω_r es la velocidad angular del generador, T_{max} y T_{min} son los límites de par mecánico, T_m , y ΔP_m representa el desvío de la potencia mecánica respecto de su valor previo en régimen permanente, P_{m0} . $\Delta\omega$ denota el desvío de la velocidad angular del eje del generador eléctrico respecto de su condición de sincronismo. En este subsistema, los procesos físicos involucrados en las acciones de control están representados por sistemas de primer orden con constantes de tiempo T_2 y T_3 y por una función de retardo de valor T_1 . La regulación de la velocidad es gobernada por una estructura de control proporcional-integral (PI), cuyas ganancias están representadas por las constantes K_P y K_I . La **Tabla 5.18** resume los valores típicos que constituyen el modelo simplificado del controlador de velocidad de una unidad diésel, los cuales han sido consultados en las referencias bibliográficas citadas en este párrafo. Los valores que adoptarán las ganancias del controlador PI, se obtienen mediante un proceso de sintonización cuyo procedimiento se presenta en la sección 5.3.5.

Figura 5.30. Modelo simplificado de la unidad de generación diésel.

Tabla 5.18. Valores asignados a los parámetros del modelo simplificado de la unidad de generación diésel.

Parámetro	Símbolo	Valor
Cte. de tiempo filtro	T_3	0.01 s
Cte. de tiempo actuador	T_2	0.1 s
Cte. de tiempo motor diésel	T_1	0.024 s
Límites del par mecánico	T_{max}/T_{min}	1.1/0 pu

5.3.3. Representación del sistema mediante el esquema CPF

La **Figura 5.31** muestra el esquema de control primario de frecuencia (CPF) empleado para representar la dinámica a corto plazo de la potencia y de la frecuencia del SHSC. En este esquema, las características inerciales de los generadores síncronos convencionales están representadas por la constante de inercia equivalente H_{eq} . La carga eléctrica alimentada está caracterizada por su desviación ΔP_L y por su efecto auto-regulador D . $\Delta\omega$ denota el desvío de la velocidad de los generadores síncronos respecto de su condición de sincronismo, el cual es igual al desvío de la frecuencia del sistema si ambos se expresan en valores por unidad ($\Delta\omega_{[pu]} = \Delta f_{[pu]}$). Por último, w_i es el factor de participación de cada unidad de generación síncrona tanto en la cobertura de la demanda como en el soporte de frecuencia del sistema dentro del esquema CPF, en tanto que, w_{AGi} representa el factor de participación de cada uno de los aerogeneradores de velocidad variable.

Figura 5.31. Esquema de control primario de frecuencia del SHSC.

Es preciso indicar que, en esta parte preliminar del estudio, las acciones de control de frecuencia del sistema son realizadas únicamente por la generación síncrona convencional operativa por medio de sus respectivos controladores de velocidad. Dado que, los aerogeneradores de velocidad variable están concebidos, en principio, para operar bajo el criterio de conversión óptima de la potencia eólica incidente en la turbina en potencia mecánica transmitida a su eje, no se espera que éstos contribuyan al soporte de frecuencia en condiciones normales de operación ni en situaciones de contingencia. Por tanto, el desvío de potencia introducido por cada aerogenerador en el esquema de CPF, ΔP_g , será debido únicamente a la dinámica fluctuante de la potencia activa generada causada por la variabilidad inherente del viento incidente.

5.3.4. Operación y control del SHSC

A medida que los niveles de penetración de energía eólica van en aumento en sistemas débiles y aislados, la potencia eólica inyectada debe ser controlada y limitada a un valor máximo a fin de prevenir problemas de estabilidad derivados de la naturaleza fluctuante de este recurso energético y así garantizar índices adecuados de calidad y continuidad del suministro [142,143]. De acuerdo con el manual de operación del SHSC, la potencia activa total despachada por el parque eólico, P_{WF} , es regulada por un esquema de control de parque eólico similar al mostrado en la **Figura 5.32a** mediante la aplicación de dos criterios: ecológico y técnico. Para dar cumplimiento con el primer criterio, el valor de la potencia activa de referencia, P^*_{WF} , es definido de tal manera que la demanda eléctrica, P_L , sea suplida tanto por el parque eólico como por la central diésel mediante la combustión de la menor cantidad posible de hidrocarburos. En este sentido, tanto por razones de eficiencia como por preservación de la vida útil de las unidades de generación térmica, el operador del sistema ha definido un límite técnico mínimo para la operación de cada uno de los motores diésel, $P_{m,min}$, correspondiente al 25% de su potencia mecánica nominal, P_{nom} . El número total de generadores diésel operativos está denotado por n_{GD} . Para atender el segundo criterio de despacho, es de esperar que cada generador diésel operativo sea capaz de asumir la pérdida repentina de potencia eólica, en situaciones de contingencia, haciendo uso de su reserva rodante (RR) y así garantizar una adecuada recuperación de la frecuencia del sistema. El margen de reserva rodante de cada unidad de generación síncrona convencional es definido por el operador del sistema por medio de: $RR = (P_{nom} - P_{m,min})$.

La implementación de estos dos criterios de control se ha remarcado en el esquema de la **Figura 5.32a**. La señal resultante, P^*_{WF} , es a continuación aplicada al controlador del parque eólico (CPE). El CPE, a su vez, envía una señal de consigna de potencia eólica máxima, $P_{max,i}$, al control del aerogenerador (CAG) correspondiente. El CAG (el cual en este estudio actúa únicamente sobre el controlador de paso de pala) utiliza β_{WFi} como variable de control para limitar la potencia eólica capturada por el i -ésimo aerogenerador. Así, si las condiciones eólicas existentes en el emplazamiento del parque sitúan la producción por debajo del valor de consigna $P_{max,i}$, cada aerogenerador operará siguiendo una característica óptima de extracción de potencia eólica (curva MPPT). Por el contrario, si las condiciones eólicas son favorables, tales que, conduzcan a cada uno de los aerogeneradores a superar el valor de potencia de consigna establecido, el CAG forzará a que la potencia despachada por la máquina no exceda dicho valor mediante la regulación del ángulo de paso de pala.

Finalmente, la **Figura 5.32b** muestra la estructura interna del CAG junto con su implementación en el sistema de control de paso de pala [144]. En este esquema de control, K_{PWF} y K_{IWF} , son las constantes del controlador PI, cuyos valores referenciales considerados en este estudio son 300 y 150, respectivamente.

Figura 5.32. Estructura del controlador del parque eólico: a) esquema general, b) implementación del CAG en cada uno de los aerogeneradores.

5.3.5. Validación del modelo

En la fase previa al inicio de las actividades de explotación energética en el parque eólico del SHSC, se llevaron a cabo una serie de pruebas de contingencia controladas con el fin de analizar la respuesta temporal de ciertas variables de interés que conduzcan a la evaluación de su estabilidad. Los registros obtenidos en una de esas pruebas “in-situ” serán utilizados como medio de validación del esquema CPF presentado en la **Figura 5.31**. Para describir y posteriormente reproducir el estado real del SHSC en los instantes previos a la inducción de la contingencia en uno de los ensayos, tómese como referencia el diagrama unifilar mostrado en la **Figura 5.23**. En el ensayo que será estudiado a continuación, la carga es alimentada únicamente por las unidades diésel: GD₁ y GD₂, con potencias activas de 240 kW y 260 kW, respectivamente, y por los aerogeneradores: AG₁ y AG₂, suministrando una potencia de 370 kW y 330 kW (**Tabla 5.19**). De acuerdo con la escala de tiempo considerada en los registros, una vez transcurridos aproximadamente 18.7 s desde el inicio de la toma de datos, se produce la desconexión simultánea de estos dos aerogeneradores con el propósito de introducir una perturbación, vista como un incremento súbito de la carga, con una amplitud de aproximadamente 700 kW. La **Figura 5.33** muestra la dinámica real de la potencia activa desarrollada por cada uno de los agentes de generación operativos y de la frecuencia del sistema obtenida durante los ensayos.

Figura 5.33. Registros obtenidos en el sistema eléctrico real: a) potencia activa, b) frecuencia.

Tabla 5.19. Estado del SHSC en el instante previo a la contingencia.

Condiciones iniciales	
Parque eólico	Central diésel
$P_{g1(0)} = 370$ kW	$P_{m1(0)} = 240$ kW
$P_{g2(0)} = 330$ kW	$P_{m2(0)} = 260$ kW
$P_{g3(0)} = 0$ kW	$P_{m3(0)} = 0$ kW

Como ya se explicado en reiteradas ocasiones a lo largo del desarrollo de este informe, debido a que los aerogeneradores de velocidad variable instalados no contribuyen, en principio, a la recuperación de la frecuencia de la red, la dinámica temporal de las variables de interés queda definida únicamente por la generación síncrona convencional operativa. Este hecho facilita, en cierta medida, la evaluación numérica de los parámetros del sistema de control de velocidad de los generadores síncronos (**Figura 5.30**), para su posterior implementación en un entorno de simulación.

En este punto, se recurre al esquema de CPF ilustrado en la **Figura 5.31**. Para el cálculo en por unidad, se tomará como potencia base la capacidad instalada de la central diésel del SHSC, es decir, $S_{base} = 3 \times 0.813$ MVA = 2.439 MVA. De acuerdo con esta consideración, los factores de participación tanto de los generadores diésel como de los aerogeneradores serán: $w_1 = w_2 = w_3 = 1/3$, $w_{AG1} = w_{AG2} = w_{AG3} = 0.328$, respectivamente. Para conseguir una correcta representación del caso de estudio real descrito en este apartado, es necesario inhabilitar la contribución de las máquinas GD₃ y AG₃ dentro del esquema de CPF durante todo el proceso de simulación. Tomando como referencia la información proporcionada en la **Tabla 5.17**, en este caso particular, la constante de inercia equivalente del grupo síncrono diésel será $H_{eq} = 2 \times 0.4208$ s. Adicionalmente, se ha considerado que la carga alimentada presenta un efecto auto-regulador de frecuencia de

$D = 0.5$ pu. En condiciones previas a la contingencia (**Tabla 5.19**), los generadores GD₁ y GD₂ se encuentran despachando una potencia activa de 0.0984 pu y 0.1066 pu, respectivamente. La carga se mantendrá constante a lo largo de la simulación, por lo que, $\Delta P_L = 0$. La perturbación se introduce una vez transcurridos 18.7 s desde el inicio de la simulación mediante la desconexión repentina de los generadores AG₁ y AG₂ los cuales se encontraban inyectando una potencia de 0.1517 pu y 0.1353 pu, respectivamente. A partir de ese instante, el sistema experimentará un desequilibrio entre potencia generada y demandada de amplitud 0.287 pu. Este valor se corresponde con la potencia total suministrada por los dos aerogeneradores momentos previos al evento de frecuencia (700 kW), el cual se consigue al someter al AG₁ a una velocidad de viento de 8.097 m/s y al AG₂ a una velocidad de 7.794 m/s. Estos valores de velocidad del viento han sido obtenidos mediante la evaluación de la expresión (3.12) particularizada para el modelo de aerogenerador en cuestión.

En cuanto al diseño de los controladores de velocidad de los generadores síncronos (**Figura 5.30**), o más bien dicho, la sintonización de las ganancias K_P y K_I del controlador PI, ésta ha sido realizada mediante el análisis de la respuesta al escalón de la función de transferencia del esquema de CPF del sistema eléctrico en estudio, tomando como referencia y objetivo de control, la dinámica de la frecuencia de la red registrada durante el ensayo de contingencia real descrito en la parte inicial de este apartado y mostrado en la **Figura 5.33**. Es importante indicar que no es objetivo de esta investigación emplear técnicas sofisticadas de sintonización de las ganancias que permitan aproximar la respuesta temporal de la frecuencia obtenida con el modelo a la respuesta real registrada. En su lugar, se ha utilizado un enfoque de ajuste manual implementado mediante un código de programación en MATLAB® siguiendo la metodología descrita a continuación.

En primer lugar, si se parte de la hipótesis de que las unidades de generación diésel y sus controladores de velocidad asociados poseen características similares (un hecho real en el sistema eléctrico estudiado), es posible obtener una representación agregada de la central térmica dentro del esquema de CPF, tal y como se muestra en la **Figura 5.34**. Nótese que, para representar la dinámica del sistema en este caso de estudio, no se ha incluido el aporte de los aerogeneradores a las tareas de control de frecuencia en el esquema.

Figura 5.34. Representación agregada de la central diésel.

Este sistema lineal constituye una representación alternativa del controlador de velocidad de los generadores diésel, el cual ha sido obtenido de forma similar a la definición de la ecuación de oscilación expresada en (2.1) pero considerando el par, T , en lugar de pequeños desvíos de potencia, ΔP . En esta representación, T_m y T_{el} representan el par mecánico y electromagnético, respectivamente, y, w_{eq} , el factor de participación equivalente de las unidades de generación agrupadas, el cual, estaría definido para este caso de estudio concreto como: $w_{eq} = 2/3$.

Ahora bien, para evaluar las prestaciones de este sistema de control retroalimentado en términos del rechazo activo de perturbaciones (causadas por un aumento/reducción de la carga eléctrica alimentada, T_{el}) durante las acciones de control de velocidad en torno a su valor de consigna, ω_r^* , se define la siguiente función de transferencia que relaciona la variable de salida ω_r y la variable de entrada, T_{el} :

$$\frac{\omega_r(s)}{T_{eL}(s)} = -\frac{G_D(s)}{1 + w_{eq} G_A(s) G_B(s) G_C(s) G_D(s)} \quad (5.9)$$

$$\frac{\omega_r(s)}{T_{eL}(s)} = -\frac{s(T_1s+2)(T_2s+1)(T_3s+1)}{s(T_1s+2)(T_2s+1)(T_3s+1)(2H_{eq}s+D) - w_{eq}(T_1s-2)(K_Ps+K_I)} \quad (5.10)$$

La expresión (5.10) se obtiene al sustituir en (5.9) las ganancias $G_A(s)$ - $G_D(s)$ definidas en la **Figura 5.34** y luego de racionalizar la función de retardo $G_C(s)$ mediante la aproximación de Padé de primer orden [145]:

$$e^{-T_1s} \approx \frac{T_1s+2}{T_1s-2} \quad (5.11)$$

Luego, se somete al sistema a una perturbación (función escalón) con una magnitud similar a aquella considerada en esta sección ($T_{eL} = 0.287$ pu). Entonces, se procede a evaluar numéricamente cada uno de los parámetros de (5.10) con los datos de la **Tabla 5.18** y la información concerniente a la dinámica rotacional del sistema hasta aquí proporcionada. Luego, se seleccionan unos valores iniciales para las constantes K_P y K_I , los cuales son modificados manualmente hasta obtener una correlación adecuada entre la señal a la salida del modelo respecto a la señal de referencia registrada en el sistema real, como se muestra a continuación:

Figura 5.35. Proceso de sintonización del controlador PI de la central diésel.

De este análisis, se concluye que las constantes K_P y K_I que permiten obtener una muy buena correlación entre la dinámica de la frecuencia del sistema real y la frecuencia obtenida a la salida del modelo corresponden a los valores numéricos: 2.294 y 1.458, respectivamente. La expresión (5.12) muestra la representación numérica resultante de evaluar la función de transferencia (5.10) considerando el valor de este par de ganancias.

$$\frac{\omega_r(s)}{T_{eL}(s)} = -\frac{0.001s^4 + 0.1933s^3 + 10.17s^2 + 83.33s}{0.001683s^5 + 0.3259s^4 + 17.21s^3 + 143.8s^2 + 168.1s + 81} \quad (5.12)$$

Finalmente, la **Figura 5.36** ilustra los resultados obtenidos mediante simulación en el dominio del tiempo del esquema de CPF de la **Figura 5.31** particularizado para este caso de estudio. Como se puede observar, se ha conseguido una muy alta correlación amplitud-tiempo en la dinámica temporal de la frecuencia con respecto a aquella registrada en las pruebas de campo. No obstante, nótese que la dinámica transitoria de la potencia de los generadores síncronos tras la perturbación no se corresponde completamente con aquella obtenida en los experimentos. La principal razón radica en el hecho de que en este trabajo se ha utilizado un modelo matemático genérico para representar la dinámica del sistema de combustión (actuador, motor diésel, etc.) ante la dificultad de contar con información detallada de los mecanismos que intervienen en la regulación de las variables físicas de las máquinas instaladas en la central. Nótese sin embargo que, en régimen permanente los valores alcanzados son prácticamente los mismos.

Figura 5.36. Validación del modelo: a) frecuencia del sistema, b) derivada temporal de la frecuencia, c) potencia suministrada por el parque eólico, d) potencia despachada por la central diésel.

Es de destacar que los esfuerzos invertidos en la modelación y en los ajustes de los parámetros se han centrado en representar la dinámica de la frecuencia con la mayor fidelidad posible, dado que, es ésta la variable de mayor interés en este estudio. En la **Tabla 5.20** se cotejan los resultados numéricos alcanzados en la simulación con aquellos obtenidos mediante mediciones en el sistema real.

Tabla 5.20. Contingencia inducida en el SHSC.

Indicador	Real	Modelo
Desvío máximo frecuencia [Hz]	6.99	6.93
Tasa máxima variación frecuencia [Hz/s]	8.7	10.08
Potencia activa eólica previo a la perturbación [kW]	700	700
Potencia activa diésel previo a la perturbación [kW]	498.8	500
Potencia activa diésel en estado estacionario [kW]	1196	1200

5.3.6. Definición del caso base

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa eléctrica responsable de la operación y del control del SHSC correspondiente al año 2015, durante el mes de agosto se registraron las condiciones eólicas anuales más favorables en el parque eólico San Cristóbal, lo que propició que las necesidades energéticas de la isla sean cubiertas por la generación eólica hasta en un 66% bajo un escenario de máxima demanda eléctrica ($P_{Lmax} = 2424$ kW). Es durante este mismo periodo en el que se reportaron una serie de interrupciones del suministro eléctrico, debidas principalmente a eventos de frecuencia que ocasionaron el disparo de ciertos relés de protección tanto en el parque eólico como en la central diésel. Este hecho, sumado a que en sistemas aislados como el SHSC el contar con altos niveles de penetración de energía eólica puede perjudicar los márgenes de estabilidad de frecuencia, ha permitido definir este escenario operativo como caso de estudio en este apartado. Las Tablas 5.21 y 5.22 muestran en detalle la información relativa al estado real del SHSC correspondiente al escenario antes descrito.

Tabla 5.21. Potencia generada en el SHSC*

Parámetro	Eólica			Diésel		
	AG ₁	AG ₂	AG ₃	GD ₁	GD ₂	GD ₃
Velocidad del viento [m/s]	10.0	10.9	11.2	-	-	-
Potencia instantánea [kW]	508	508	575	319	239	275
Total [kW]	1591			833		
Cobertura de la demanda [%]	65.65			34.35		
Frecuencia [Hz]	60.25					

Tabla 5.22. Potencia demandada en el SHSC*

Nº de alimentador primario	1	2	3	TOTAL
Potencia instantánea (kW)	1072	1045	307	2424

* Registros reales obtenidos en el SHSC el 08/08/2015 a las 19:10:00 (UTC-6:00).

A continuación, se someterá al esquema de CPF (**Figura 5.31**) a condiciones eólicas más realistas para evaluar su desempeño en el dominio del tiempo (a corto plazo) en términos de la potencia generada y de la frecuencia. Para ello, se utilizará el perfil eólico mostrado en la **Figura 5.37** registrado en el parque eólico San Cristóbal a la altura del buje de los aerogeneradores en una condición de vientos racheados.

Figura 5.37. Perfil eólico registrado en el parque eólico San Cristóbal.

En este caso de estudio, que de ahora en adelante será llamado “caso base”, los tres generadores síncronos convencionales están operativos y, dado que se han asignado valores idénticos a los parámetros que definen sus respectivos modelos, es de esperar un reparto equitativo de potencia para el suministro de la carga. Además, se tiene que la constante de inercia equivalente del grupo síncrono será, en este caso, $H_{eq} = 3 \times 0.4208$ s (**Tabla 5.17**) y el efecto auto-regulador de la carga similar al valor considerado en la sección 5.3.5, es decir, $D = 0.5$ pu. A continuación, se define el valor de consigna de potencia eólica máxima despatchada, P_{WF}^* , para el control de parque eólico (CPE), siguiendo el procedimiento descrito en la sección 5.3.4 (**Figura 5.32**):

- Primer criterio de control:

$$P_L - n_{GD} \times P_{m,min} = 2424 - 3 \times 162.5 = 1936.5 \text{ kW} \quad (5.13)$$

- Segundo criterio de control:

$$RR = (P_{nom} - 0.25P_{nom}) = 487.5 \text{ kW} \approx 500 \text{ kW} \quad (5.14)$$

$$n_{GD} \times RR = 3 \times 500 = 1500 \text{ kW} \quad (5.15)$$

- Consigna del CPE:

$$P_{WF}^* = 1500 \text{ kW} \quad (5.16)$$

Dado que, en este estudio, no se considera la distribución geográfica de los aerogeneradores en su emplazamiento ni las turbulencias causadas por el efecto estela, el perfil eólico de la **Figura 5.37** es aplicado por igual a los tres aerogeneradores durante la simulación. Como resultado, la **Figura 5.38a** muestra la potencia activa despatchada por cada aerogenerador, mientras que, la potencia total inyectada por el parque eólico en el sistema se puede observar en la **Figura 5.38b**. En esta última ilustración, se ha incluido también la dinámica de la potencia eólica óptima teórica, la cual no es despatchada debido a las acciones de limitación de potencia llevada a cabo por el CPE.

Figura 5.38. Potencia eólica generada: a) aerogeneradores, b) parque eólico.

La dinámica tanto de la potencia suministrada por los agentes de generación como de la frecuencia del sistema obtenida en las simulaciones se ilustra en las Figuras 5.39 y 5.40, respectivamente.

Figura 5.39. Potencia generada: a) parque eólico, b) central diésel.

En relación con la dinámica de la potencia activa despachada por el parque eólico (**Figura 5.39a**), se evidencia un correcto desempeño del control de parque eólico en las tareas de limitación de la potencia en torno al valor de consigna $P_{WF}^* = 1500$ kW. En aquellos tramos en los cuales la potencia eólica producida es inferior al límite establecido, los aerogeneradores inyectan su potencia bajo el criterio de conversión óptimo de potencia eólica incidente en la turbina (característica MPPT). De forma complementaria, en la **Figura 5.39b** se observa la respuesta de la potencia desarrollada por la central diésel y cómo ésta absorbe efectivamente la inyección fluctuante de potencia eólica para mantener el equilibrio generación-demanda en el sistema. Hay que tener en cuenta que la dinámica de las variables reproducidas en este caso de estudio se obtiene como resultado de la

simulación del sistema en condiciones normales de operación en un escenario de vientos con una muy alta variabilidad, el cual ocurre con una menor frecuencia en el SHSC pero que, en todo caso, permite considerar situaciones operativas extremas en el análisis.

Prestando particular atención al comportamiento de la frecuencia en la **Figura 5.40**, habrá que verificar si las excursiones transitorias de esta variable se encuentran dentro de los límites operativos recomendados por el código de red vigente en el SHSC. En este sentido, la Agencia Ecuatoriana de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) [146] establece en su Procedimiento de Despacho y Operación que la frecuencia de consigna del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en condiciones operativas normales, será de 60 Hz con una banda de regulación comprendida entre 59.85 y 60.15 Hz (salvo en situaciones de contingencia). Sin embargo, dadas las características particulares del SHSC y debido a que éste se encuentra aislado del SNI, mantener el margen de control de frecuencia exigido supone una tarea complicada, como se puede comprobar en la figura. A pesar de que esta variable excede la banda de control, los grupos de generación síncrona aún pueden operar con normalidad en rangos de frecuencia mayores cuyos límites, recogidos del código de red antes citado, se resumen en la **Tabla 5.23**. Nótese también que, existen fluctuaciones de frecuencia que exceden transitoriamente la banda operativa de las unidades síncronas (59-61 Hz). Si bien en este caso los relés de protección no deberían actuar por sobre/sub frecuencia, existe un riesgo latente de que rachas de viento ligeramente mayores obliguen a la frecuencia a alcanzar los valores umbrales de los relés instantáneos ocasionando su disparo y la consiguiente pérdida de generación o la desconexión de alimentadores primarios.

Figura 5.40. Dinámica de la frecuencia del sistema.

Tabla 5.23. Rangos de frecuencia admisibles en la operación de las unidades de generación.

Rango	Permanencia previa al disparo del relé
57.5-62 Hz	0 s (Instantánea)
57.5-58 Hz o 61.5-62 Hz	>10 s
58-59 Hz o 61-61.5 Hz	>20 s
59-61 Hz	Ilimitada

A continuación, se procederá a identificar, dentro de la escala temporal contemplada en la simulación, algún estado operativo comparable a aquel expuesto en las Tablas 5.21 y 5.22 para realizar una comprobación final de los resultados obtenidos por medio del enfoque basado en el esquema de CPF propuesto. En este sentido, en las figuras 5.37, 5.39 y 5.40 se ha resaltado un punto de operación que representa el estado del sistema una vez transcurridos 136.9 segundos desde el inicio de la simulación. En este punto, la velocidad del viento incidente en los tres aerogeneradores es de 10.33 m/s, la potencia total generada tanto por los aerogeneradores como por las unidades diésel es de 1522 kW y 902 kW, respectivamente, y la frecuencia de la red, posee

un valor instantáneo de 60.17 Hz. En la **Tabla 5.24** se comparan estos resultados con aquellos obtenidos en los registros reales del SHSC (Tablas 5.21 y 5.22). La proximidad existente entre estos valores, así como las dinámicas obtenidas en los experimentos conducidos en la sección 5.3.5 permiten tener la certeza de que el modelo propuesto, y particularizado para este caso de estudio, representa con bastante exactitud el comportamiento real del SHSC para el horizonte de tiempo considerado.

Tabla 5.24. Operación del sistema en condiciones normales.

Indicador	Real	Modelo
Potencia activa parque eólico [kW]	1591	1522
Potencia activa central diésel [kW]	833	902
Frecuencia [Hz]	60.25	60.17

En las siguientes subsecciones se evaluarán las prestaciones de implementar en los aerogeneradores que constituyen el SHSC las estrategias de control de frecuencia propuestas en este trabajo, tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia.

5.3.7. Evaluación de las propuestas en condiciones normales de operación

Los resultados obtenidos al analizar el caso base en la subsección anterior evidencian que, bajo un escenario de vientos altamente variable, la potencia eólica resultante (**Figura 5.41**) introduce continuos desequilibrios de potencia en el sistema lo que se traduce en elevadas fluctuaciones de frecuencia, las cuales, alcanzan niveles inadmisibles de cara a garantizar la calidad del suministro eléctrico en términos de esta variable. Por tanto, en este apartado se procederá a evaluar la contribución de los aerogeneradores en las tareas de control de frecuencia mediante la aplicación de las estrategias propuestas en esta investigación. Dado que, las variables de control que caracterizan a los métodos OPPT-extendido y OPPTe+CFAP-mejorado son el desvío de frecuencia y su tasa de variación en el dominio del tiempo, es de esperar que la naturaleza fluctuante de esta variable conduzca a obtener una operación continua de dichas estrategias, traduciéndose en un alisamiento de la potencia eólica inyectada con respecto a aquella obtenida en el caso base. Este proceso de suavizado del perfil de la potencia se sustenta en los recursos inerciales con lo que cuentan los aerogeneradores y en su capacidad de limitación de la potencia eólica capturada, según el método de control de frecuencia aplicado, como se comprobará en los siguientes apartados.

Figura 5.41. Producción del parque eólico en el SHSC bajo condiciones normales de operación.

5.3.7.1. Implementación del método OPPT-extendido

En esta subsección, se presenta un estudio de los efectos que tendría la implementación del método OPPT-extendido, esquematizado en la **Figura 4.14**, en cada uno de los aerogeneradores que integran el SHSC (**Figura 5.31**). Para ello, se toma como referencia el caso de estudio definido previamente y se monitorizan las principales variables de interés: potencia activa inyectada por el parque eólico, la frecuencia del sistema y su derivada temporal. Los valores asignados al esquema de implementación del método OPPT-extendido para el sistema eléctrico de pruebas, se resumen en la **Tabla 5.25**.

Tabla 5.25. Valores asignados a los parámetros del método OPPT-extendido.

Parámetro	Símbolo	Valor
Banda muerta	BM	1 mHz
Cte. de inercia virtual	k_{vir}	1
Límites máx./mín. factor de inercia virtual	$f_{Kopt,max}/f_{Kopt,min}$	1.6/0.4 pu
Cte. de tiempo filtro pasa altas	T_{wo}	10 s
Cte. de tiempo filtro pasa bajas	T_{lp}	0.1 s

La **Figura 5.42** muestra los resultados obtenidos mediante simulación de la aplicación del método OPPT-extendido en comparación con el caso base. En la **Figura 5.42a** se observa que las acciones correctivas introducidas por esta estrategia de control, hace que la potencia activa inyectada por los aerogeneradores tenga una dinámica mucho más suavizada que aquella obtenida en condiciones normales mediante la aplicación exclusiva del método MPPT para el despacho de la potencia eólica. En esta ilustración se puede comprobar también que la implementación del método de control de frecuencia es totalmente compatible con el esquema de control del parque eólico (CPE) puesto que, en ningún caso, la potencia eólica despachada excede el valor de consigna, P_{wf} . Dado que, en este estudio se asume que la demanda eléctrica sufre una variación despreciable dentro del intervalo de tiempo considerado, la integración de un perfil de potencia eólica más alisado se refleja en un comportamiento temporal de la frecuencia con una menor variabilidad, como se puede constatar en la **Figura 5.42b**. Nótese por ejemplo que las excursiones de frecuencia más pronunciadas son amortiguadas de forma efectiva por los aerogeneradores sustentando los cambios de potencia activa necesarios en la energía cinética de sus masas rotativas. Estas prestaciones se hacen mucho más evidentes si es que se analiza la magnitud derivada temporal de la frecuencia del sistema, $|ROCOF|$, en la **Figura 5.42c**. En esta se aprecia que, a lo largo de la simulación, se consigue una reducción en la amplitud de esta variable en mayor o menor medida con respecto al caso base. Debido a que las acciones correctivas del método van a depender del estado rotacional de los aerogeneradores al momento de requerir la provisión de este servicio complementario, su efectividad va a ser variable a lo largo del tiempo, según se comprueba en la ilustración. Para estimar la reducción de la variabilidad de la frecuencia conseguida con la aplicación de este método, se ha evaluado el valor promedio alcanzado por el $|ROCOF|$ dentro del horizonte temporal considerado, y se ha contrastado con aquel valor obtenido en el caso base. Como resultado, se obtiene una disminución promedio del $|ROCOF|$ del 26.55 %.

Figura 5.42. Resultados aplicación del OPPT-extendido.

5.3.7.2. Implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado

A continuación, se evalúan los potenciales impactos derivados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (**Figura 4.23**) en los generadores eólicos instalados en el SHSC dentro de un entorno de simulación por ordenador. Al igual que en el estudio realizado en la subsección anterior, se toma como referencia el caso base y se analizan las dinámicas resultantes de las principales variables de interés: potencia eólica despachada, la frecuencia de la red y su tasa de variación en el dominio del tiempo. La **Tabla 5.26** muestra los valores asignados al resto de parámetros que constituyen el esquema de implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado para este caso de estudio.

Tabla 5.26. Valores asignados a los parámetros del método OPPTe+CFAP-mejorado.

Parámetro	Símbolo	Valor
Banda muerta	BM	1 mHz
Constante de sensibilidad P-f	K_{pf}	2
Descarga inicial de la turbina	β_0	0°

Los resultados correspondientes a la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado, obtenidos mediante simulación, se ilustran en la **Figura 5.43**. Con fines de comparación, en ésta se han incluido también aquellas dinámicas generadas durante el estudio de la implementación del método OPPT-extendido (OPPTe) y del caso base. En la **Figura 5.43a** se puede constatar que el soporte de frecuencia provisto por los aerogeneradores, gracias al método OPPTe+CFAP-mejorado, es mucho más efectivo que aquel conseguido con el OPPT-extendido, pues, se consigue un alisamiento más marcado de la potencia eólica inyectada en el sistema. Esto, por supuesto, se

traduce en una evolución más suavizada de la frecuencia (**Figura 5.43b**), lo que invita a pensar que se ha alcanzado una menor variabilidad temporal de esta variable. Esta última afirmación queda confirmada al analizar la tasa de variación de la frecuencia en el dominio del tiempo en la **Figura 5.43c**, en la cual se observa que se consigue un margen adicional de reducción de los valores instantáneos del $|\text{ROCOF}|$ en el horizonte de tiempo considerado en la simulación. Con respecto al caso base, la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado conlleva a obtener una reducción del valor promedio del $|\text{ROCOF}|$ en un 41.10%.

Figura 5.43. Comparación de los resultados: perspectiva del sistema.

Ahora bien, en este punto resulta necesario prestar particular atención al comportamiento de ciertas variables intrínsecas al funcionamiento de los aerogeneradores durante su participación en las tareas de control de la frecuencia a fin de poder establecer conclusiones generales respecto a la aplicación de los dos métodos estudiados, tomando siempre como referencia el caso base. En la **Figura 5.44**, se ilustra la dinámica de las variables internas del aerogenerador que resultan de interés para este estudio: coeficiente de potencia, velocidad angular del conjunto turbina-generator y el ángulo de paso de pala.

La evolución temporal del coeficiente de potencia, la cual se ilustra en la **Figura 5.44a**, muestra que la aplicación de cualquier método que fuerce al aerogenerador a abandonar su condición de funcionamiento óptimo por defecto (característica MPPT, como en el caso base), tiene su impacto inmediato sobre esta variable. Es así, como se evidencia que la aplicación, ya sea del método OPPT-extendido, o del OPPTe+CFAP-mejorado, obliga al aerogenerador a desviarse del valor máximo del coeficiente de potencia durante mayores rangos temporales que en el caso base, situación que se verá reflejada en la pérdida de eficiencia durante la conversión energética (eólica-mecánica) dentro de la máquina. En lo que respecta a la dinámica de la velocidad angular, mostrada en la **Figura 5.44b**, ésta se desvía del patrón establecido por el caso base, como era de

esperar. No obstante, puestos a comparar los dos métodos en cuestión, se observa que la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado introduce una evolución un tanto más suavizada de esta variable en comparación con el método OPPT-extendido e incluso respecto al caso base en ciertos tramos de la ventana de tiempo simulada. La **Figura 5.44c**, muestra la evolución del ángulo de paso de pala para las tres situaciones operativas consideradas. Como puede verse, el método OPPTe+CFAP-mejorado introduce valores del ángulo de paso de pala distintos de cero en un mayor rango temporal comparado con los otros dos casos, pues, su principio de funcionamiento está basado en la manipulación de esta variable. En este punto, es importante aclarar que tanto el método MPPT para el despacho óptimo de la potencia eólica capturada (caso base) como el método de control de frecuencia OPPT-extendido, no contemplan en su principio de operación introducir variaciones del ángulo de paso de pala, β . Los valores no nulos de β que se pueden apreciar en la figura son añadidos por el esquema CAG en su objetivo de limitar la potencia eólica inyectada en el valor de consigna establecido por el control del parque eólico, P_{WF}^* .

Figura 5.44. Dinámica de las variables del aerogenerador: a) coeficiente de potencia, b) velocidad angular y c) ángulo de paso de pala.

Por último, en la **Figura 5.45**, se cuantifica la energía despachada por el parque eólico mediante la implementación de los dos métodos evaluados dentro del horizonte temporal considerado. Como ya se preveía, las altas prestaciones del método OPPTe+CFAP-mejorado en cuanto a la reducción de las fluctuaciones de frecuencia traen consigo una penalización energética, puesto que el vertido eólico que se alcanza con su aplicación asciende al 2.05% con respecto al caso base. En el caso del método OPPT-extendido, dicho vertido se mantiene en un nivel bajo: 0.76% comparado con el caso base, pero, hay que tener en cuenta que su efectividad en cuanto a la reducción de las fluctuaciones de frecuencia es notoriamente inferior que aquella conseguida con el OPPTe+CFAP-mejorado (**Tabla 5.27**). Será, por tanto, decisión del operador del sistema

encontrar un compromiso adecuado entre efectividad y eficiencia para la selección y posterior implementación de las soluciones aquí planteadas.

Figura 5.45. Energía producida por el parque eólico.

Tabla 5.27. Resumen de los resultados obtenidos en la simulación.

Parámetros	Método control frecuencia	
	OPPT-extendido	OPPTe+CFAP-mejorado
Reducción del $ \text{ROCOF} $ promedio [%]	26.55	41.10
Energía no despachada [%]	0.78	2.05

5.3.8. Evaluación de las propuestas en condiciones de contingencia

En la subsección anterior, se evaluó la efectividad de las propuestas orientadas a mejorar las acciones de control de frecuencia en el SHSC al someter al funcionamiento de este sistema a condiciones normales de operación caracterizadas por una alta variabilidad de la frecuencia debido a la inyección de un perfil de potencia eólica muy fluctuante. Aunque los resultados previos revelan que, mediante la aplicación de estas soluciones, se consigue reducir de forma significativa los desvíos de frecuencia y, además, se alcanza una importante disminución del valor promedio del ROCOF, resulta necesario considerar escenarios operativos más severos en los cuales la pérdida de generación o demanda puedan suponer un riesgo para la continuidad del servicio eléctrico. En el caso del SHSC, el escenario más probable para la ocurrencia de una contingencia corresponde a una pérdida repentina de generación eólica, hecho que será considerado para el planteamiento del análisis descrito en este apartado. Para ello, se partirán de las mismas condiciones operativas con las que se definió el caso base descrito en la sección 5.3.6.

El evento de frecuencia es inducido por medio de la desconexión del aerogenerador AG₃ (**Figura 5.23**) durante tres diferentes instantes dentro del horizonte de tiempo considerado en la simulación: puntos P, N y M, los cuales se indican en la **Figura 5.46**.

Figura 5.46. Producción del parque eólico (caso base).

Estos puntos corresponden a tres estados operativos del parque eólico que podrían resultar interesantes para evaluar la efectividad de las estrategias de control propuestas bajo condiciones de contingencia, los cuales permiten definir tres nuevos casos de estudio:

- Caso P: Desconexión del AG₃ cuando la velocidad del viento incidente está aumentando (Esto significa que, en este punto: $dv/dt > 0$).
- Caso N: Desconexión del AG₃ cuando la velocidad del viento incidente está disminuyendo (Por tanto, en este punto: $dv/dt < 0$).
- Caso M: Desconexión del AG₃ bajo condiciones eólicas altamente favorables, en las cuales, el aerogenerador se encuentra limitando su potencia de salida a un valor máximo establecido por el esquema de control del parque eólico (CPE).

La evaluación de las prestaciones conseguidas mediante la aplicación de las estrategias de control propuestas para cada uno de los tres casos de estudio se realizará sobre los resultados obtenidos mediante simulación de un caso base, el cual está definido por la respuesta que tendría el sistema si las acciones de control de frecuencia fueran llevadas a cabo solamente por la generación síncrona convencional operativa.

5.3.8.1. Implementación del método OPPT-extendido

La **Figura 5.47** muestra los resultados de aplicar el método OPPT-extendido considerando el primer escenario de contingencia (Caso P) en el SHSC. En la **Figura 5.47a** se puede apreciar la dinámica de la potencia desarrollada por cada aerogenerador instalado en el parque eólico (caso base) junto con el valor de la potencia máxima a despachar impuesta por el controlador del aerogenerador (CAG) para cumplimentar con la potencia de consigna del parque eólico, P_{WF}^* . Nótese que, en el instante de la desconexión del AG₃, el valor de consigna aplicado a cada una de las máquinas, P_{max} , pasa de 500 a 750 kW. Esto es debido a que el valor de P_{WF}^* , calculado como 1500 kW en (5.16), tiene que ser asumido por los aerogeneradores operativos restantes: AG₁ y AG₂. Dado que, en este estudio se ha considerado un perfil de demanda eléctrica invariable en el tiempo, el valor de P_{WF}^* se mantendrá constante a lo largo del horizonte temporal contemplado en la simulación. Las ilustraciones subsiguientes: **Figura 5.47b-Figura 5.47d** muestran la dinámica de la potencia total despachada por el parque eólico, la respuesta de la frecuencia de la red y la evolución del ROCOF, para toda la ventana de tiempo analizada y, también, para un periodo comprendido entre los instantes circundantes a la aparición de la perturbación. Estas ilustraciones revelan que una pérdida repentina de 400 kW de generación eólica en el sistema produce una caída pronunciada de la frecuencia, la cual es mitigada de forma efectiva por los aerogeneradores operativos mediante la implementación del método OPPT-extendido, consiguiendo una reducción del desvío máximo de frecuencia en un 48.71% en comparación con el caso base. En esta situación, dado que el incremento de potencia activa requerida para el soporte de frecuencia por parte de los aerogeneradores coincide con un incremento de la potencia mecánica disponible, debido a la presencia de un régimen de vientos ascendente ($dv/dt > 0$), es posible obtener una reducción del 13.35% del $|ROCOF|_{max}$. Por último, si se observa toda la ventana de simulación de este caso de estudio, se aprecia que la implementación de este método conlleva a obtener una disminución de las fluctuaciones de frecuencia, medida en términos del valor medio del $|ROCOF|$, en un 33.22% respecto del caso base.

Figura 5.47. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido (Caso P).

A continuación, para el análisis del caso N, cuyos resultados se muestran en la **Figura 5.48**, se pueden obtener conclusiones análogas a aquellas vertidas en el estudio del caso anterior: el soporte inercial brindado por los aerogeneradores operativos contribuye a la reducción del desvío máximo de la frecuencia, producido por la pérdida repentina de 400 kW eólicos, en un 33.42%. Sin embargo, debido a que en este caso, la aparición de la perturbación coincide con un tendencia decreciente de la velocidad del viento incidente ($dv/dt < 0$), la energía cinética almacenada en los aerogeneradores es consumida de forma más rápida durante el soporte inicial de frecuencia, lo que se traduce en un efecto mínimo sobre la reducción del $|ROCOF|_{max}$, tal y como se puede apreciar en la **Figura 5.48d**. Por último, con respecto a la disminución de las

fluctuaciones de frecuencia en toda la ventana de tiempo contemplada en la simulación, la implementación del método permite obtener una reducción del valor medio del $|\text{ROCOF}|$ en un 31.96% en comparación con el caso base correspondiente.

Figura 5.48. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido (Caso N).

En el tercer caso de estudio (Caso M), la contingencia es introducida cuando los aerogeneradores se encuentran operando en condiciones máximas de despacho impuestas por el control de parque eólico, tal y como se describió en la sección 5.3.4. De acuerdo con la filosofía de limitación de la potencia inyectada por el parque eólico a la red, los aerogeneradores tendrán que aportar su potencia activa tal que se respete el límite máximo establecido para cada máquina por su respectivo CAG mediante la regulación del ángulo de paso de pala (**Figura 5.32**). Por tanto, bajo esta situación operativa, resulta imposible que los aerogeneradores puedan incrementar el valor de su potencia activa de salida y con esto brindar soporte de frecuencia al sistema, a menos que la señal de consigna, $P_{\max}$, cambie a un estado que favorezca la realización de dicho incremento. Como ya se ha explicado en la parte inicial de esta subsección, la desconexión de uno de los aerogeneradores obliga al resto de aerogeneradores operativos a asumir la cuota de potencia perdida mediante el incremento de la señal de consigna individual, $P_{\max}$, hasta que el parque eólico alcance el valor de consigna total, P_{WF}^* . Este hecho facilita a la generación eólica operativa a jugar un rol importante en el proceso de recuperación de frecuencia del sistema durante la contingencia, el mismo que se manifiesta con una reducción del desvío máximo de la frecuencia del 45.43% y en una disminución del $|ROCOF|_{\max}$ en un 10.99%. Por último, la aplicación del método OPPT-extendido permite obtener una reducción del valor promedio del $|ROCOF|$, evaluado en todo el horizonte temporal considerado en la simulación, del 35.13% respecto del respectivo caso base.

Figura 5.49. Resultados de la aplicación del método OPPT-extendido (Caso M).

5.3.8.2. Implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado

En este apartado, se presentan los resultados obtenidos mediante la implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado en el estudio de contingencia realizado sobre el SHSC. Dichos resultados han sido clasificados por caso de estudio (Casos P, N y M), los mismos que, son contrastados con aquellos presentados en la subsección anterior (con la aplicación del método OPPT-extendido) y con el caso base respectivo. En cuanto a las dinámicas de las variables de interés obtenidas por simulación, se presentan: la potencia total despachada por el parque eólico, la respuesta de la frecuencia de la red y de su derivada con respecto al tiempo, y la evolución del ángulo de paso de pala. Para mejorar la visualización del comportamiento de estas variables, se ha puesto particular atención a aquel intervalo comprendido entre instantes circundantes a la aparición de la perturbación.

La **Figura 5.50**, muestra el comportamiento de las variables de interés correspondiente al estudio del caso P. Se puede comprobar en la **Figura 5.50a** que, la respuesta presentada por la potencia activa del parque eólico instantes posteriores a la aparición de la perturbación es bastante similar a aquella obtenida mediante la aplicación del método OPPT-extendido. Esta similitud se traduce, por supuesto, en la obtención de dinámicas similares en la respuesta de la frecuencia del sistema (**Figura 5.50b**) y en su tasa de variación temporal (**Figura 5.50c**). Este comportamiento se puede explicar mediante el análisis de la **Figura 5.50d**, en la cual se muestra la evolución del ángulo de paso de pala para el horizonte temporal en el cual se ha confinado este estudio. Nótese que, previo a la aparición de la perturbación, existe una demanda de ángulo de paso de pala, β , introducida por el método OPPTe+CFAP-mejorado producto de su modo de operación continuo para el alisamiento de la potencia eólica inyectada. En el momento que ocurre el evento de frecuencia, el método dispone de un pequeño margen para reducir el nivel de descarga de la turbina eólica (mediante una disminución de β) y, con esto, incrementar la potencia eólica capturada y por ende la potencia activa de salida. Por tanto, es la componente electromagnética del método (esquema OPPTe) la que domina las acciones correctivas de frecuencia sobre la componente mecánica (esquema CFAP), en este caso. De allí que, para esta situación en concreto, se obtengan respuestas más o menos similares con respecto a la aplicación individual del OPPT-extendido durante la contingencia: una reducción del 49.91% del desvío máximo de frecuencia y una disminución del $|\text{ROCOF}|_{\max}$ del 12.80%. No obstante, si se analiza todo el horizonte de tiempo simulado, las prestaciones de este método en términos de la disminución de las fluctuaciones de frecuencia se vuelven nuevamente notorias, puesto que, se consigue una reducción del valor medio del $|\text{ROCOF}|$ de un 45.74% comparado con el caso base.

Figura 5.50. Resultados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso P).

En lo que respecta al análisis del caso N, cuyos resultados se ilustran en la **Figura 5.51**, se puede apreciar que la respuesta ofrecida por la potencia activa del parque eólico, mediante la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado, durante el evento de frecuencia es prácticamente calcada a aquella obtenida durante la implementación del método OPPT-extendido (**Figura 5.51a**). Al igual que en el estudio del caso anterior, esta similitud de respuestas entre métodos, conduce a obtener dinámicas muy aproximadas en términos de la evolución de la frecuencia del sistema (**Figura 5.51b**) y en su ROCOF (**Figura 5.51c**) en instantes posteriores a la aparición de la perturbación. Este comportamiento se puede explicar al efectuar un razonamiento análogo al del caso anterior, mediante el análisis de la **Figura 5.51d**. En ésta, se evidencia que en el momento en el que ocurre el evento de frecuencia, no existe un nivel de descarga de la turbina del cual pueda beneficiarse la componente mecánica del método (esquema CFAP) para sumar sus prestaciones a la componente electromagnética del mismo. Esto hace que, una vez más, las acciones de control del

método OPPTe+CFAP-mejorado sean dominadas por el esquema OPPT-extendido, hecho que se refleja en la similitud de los resultados: el desvío máximo de frecuencia es reducido en un 36.20% y una disminución ligera del $|ROCOF|_{\max}$ en comparación con el caso base. Sin embargo, si se contempla toda la ventana temporal de simulación, el método OPPTe+CFAP-mejorado supera con creces su efectividad en cuanto a la disminución de las fluctuaciones de frecuencia del sistema, pues, con respecto al caso base, el valor medio del $|ROCOF|$ se reduce en un 44.93%.

Figura 5.51. Resultados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso N).

Finalmente, la **Figura 5.52**, muestra la dinámica de las variables de interés resultante del proceso de simulación del caso M. En esta se observa que el soporte de frecuencia brindado por los aerogeneradores mediante la implementación del método OPPTe+CFAP-mejorado (**Figura 5.52a**), permite reducir el desvío máximo de la frecuencia en un 55.07% en relación al caso base (**Figura 5.52b**). Además, el hecho de contar con un nivel apreciable de descarga de la turbina eólica (**Figura 5.52d**) en instancias previas a la ocurrencia de la contingencia, hace posible el

aprovechamiento total de las bondades del método en cuanto a la reducción del $|\text{ROCOF}|_{\max}$, el cual se sitúa en torno al 14% respecto al caso base (**Figura 5.52c**). Al cuantificar el valor promedio del $|\text{ROCOF}|$ para todo el rango temporal de simulación, se consigue una reducción del 46.71% con respecto a la respuesta del sistema sin considerar la participación de los aerogeneradores en las labores de control de frecuencia.

Figura 5.52. Resultados de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado (Caso M).

En la **Figura 5.53**, se resumen los principales resultados obtenidos mediante la implementación de las dos estrategias de control propuestas en los aerogeneradores del SHSC bajo condiciones de contingencia. De esta comparativa se puede concluir de forma general que, propiciar la participación de los aerogeneradores en las tareas de control de frecuencia del sistema, puede traer réditos altamente significativos en cuanto al mejoramiento de ciertos parámetros de calidad de la energía sobre los cuales se centra el análisis realizado en este estudio: la reducción del desvío máximo de frecuencia, la disminución de la tasa máxima de variación temporal de la frecuencia y la mitigación de las fluctuaciones de frecuencia introducidas por la integración de potencia eólica en el sistema cuantificada por la reducción del valor medio del ROCOF. Si bien, la potencial mejoría que se puede alcanzar con las dos estrategias de control evaluadas es elevada con

respecto al caso base, se observa que la efectividad del método OPPTe+CFAP-mejorado es superior a aquella obtenida con el OPPT-extendido en situaciones de contingencia. Hay que insistir en el hecho que, la ventaja que presenta el método OPPTe+CFAP-mejorado sobre el OPPT-extendido en cuanto a su contribución en el sostenimiento de la frecuencia del sistema, trae consigo un precio energético asociado, el cual fue demostrado y cuantificado en la sección 5.3.7.

Figura 5.53. Resumen de resultados obtenidos con la aplicación de los métodos evaluados.

Capítulo 6. Conclusiones, trabajos futuros y aportes científicos generados.

6.1. Conclusiones

Luego de alcanzar los objetivos planteados en esta tesis doctoral y de desarrollar las distintas fases que la componen, ha sido posible establecer una serie de conclusiones, que se describen a continuación, agrupadas conforme a los capítulos de este documento:

- En el Capítulo 2, se pudo comprobar que, dentro del horizonte temporal comprendido por las acciones de control primario de frecuencia en un sistema eléctrico, los fenómenos mecánicos y electromagnéticos inherentes a la dinámica que presentan los agentes de generación y de consumo pueden ser modelados matemáticamente mediante la utilización del esquema de control primario de frecuencia (CPF). Dado que, en dicho intervalo de tiempo, la constante de tiempo de los procesos electromagnéticos involucrados es casi despreciable en comparación con aquella presentada por los procesos mecánicos, es posible reducir la representación de la generación síncrona operativa únicamente al análisis del modelo matemático del sistema de control de velocidad de su accionamiento primario y de su aporte al cómputo de la inercia equivalente del sistema. En el caso de la carga, se considera su efecto auto-regulador de frecuencia y sus eventuales desvíos, que para este estudio constituye una de las fuentes de perturbación que desembocan en un evento de frecuencia. Todas estas consideraciones permiten obtener una representación simplificada de la dinámica operativa del sistema, la cual resulta muy útil de cara al análisis de sistemas de gran dimensión, sin mayor penalización sobre su exactitud numérica, y, además, conlleva una reducción del esfuerzo de cómputo necesario para su implementación en un entorno de simulación por ordenador. Estas conclusiones se sustentan en la comparativa de los resultados obtenidos mediante el enfoque simplificado con aquellos conseguidos por medio de la representación detallada de los principales componentes del sistema eléctrico. En la parte final del capítulo, se analiza el efecto de la inercia equivalente del sistema sobre la calidad de la respuesta de la frecuencia ante la presencia de perturbaciones. Aquí se demuestra que la sustitución de la generación síncrona operativa por otros agentes de generación cuya interfaz de conexión a la red inhibe el aprovechamiento de sus recursos inerciales (en caso de tenerlos), para conformar la constante de inercia equivalente del sistema, supone el empobrecimiento de las características inerciales de la red para hacer frente a los eventos de frecuencia. De esta situación se desprende la necesidad de que los agentes de generación no síncronos, como es el caso de los aerogeneradores de velocidad variable, participen activamente en las tareas de control de frecuencia del sistema en sustitución de la generación síncrona que éstos desplazan en pos de mitigar sus efectos negativos en este contexto.
- Con el objeto de disponer de las herramientas analíticas necesarias para el estudio de un sistema eléctrico de potencia con una integración importante de generación eólica, en el Capítulo 3 se describe el proceso de desarrollo de un modelo matemático simplificado para representar la dinámica de ciertas variables de un aerogenerador dentro del rango temporal contemplado en el análisis de red mediante el esquema de CPF. Este proceso de modelación, el cual toma como ejemplo al aerogenerador basado en el generador de inducción doblemente alimentado (AG-DFIG), describe paso a paso la representación matemática de cada uno de sus componentes y justifica, en cada caso, las simplificaciones realizadas. El modelo electro-mecánico resultante posee una estructura modular a fin de

facilitar la incorporación de nuevos subsistemas y características que son desarrollados en capítulos posteriores. A continuación, este modelo es sometido a un proceso de validación para evaluar su precisión numérica mediante la comparación de los resultados obtenidos con aquellos arrojados por un modelo detallado de AG-DFIG disponible comercialmente dentro de un entorno de simulación por ordenador. La reducida diferencia entre las dinámicas de determinadas variables de interés generadas mediante estos dos enfoques brinda la certeza de que la metodología utilizada para modelar el aerogenerador, junto con las simplificaciones realizadas, han sido dirigidas de forma adecuada. Finalmente, se comprueba que la interacción del modelo simplificado del aerogenerador con la generación síncrona operativa, dentro de un esquema CPF, conduce a la obtención de resultados similares a aquellos conseguidos mediante la implementación detallada de los componentes que integran el sistema eléctrico considerado en el estudio preliminar abordado en esta parte del trabajo.

- A diferencia del comportamiento que presenta un generador síncrono acoplado directamente a la red, en donde cualquier descompensación de potencias es asumida de forma inmediata y natural por la máquina mediante el uso de su inercia, un aerogenerador de velocidad variable se mostrará indiferente ante esta situación, pues no ofrecerá respuesta correctiva alguna, aparte de la potencia que estuviese inyectando conforme a las condiciones eólicas existentes. Este comportamiento es una consecuencia de la filosofía de control que gobierna la operación del aerogenerador, la cual está normalmente pensada para maximizar la conversión de potencias eólica-mecánica en la turbina dentro de un amplio rango de velocidades del viento. Esto provoca que la velocidad angular desarrollada por las masas rotativas del aerogenerador obedezca únicamente a las consignas impuestas por su sistema de control con total independencia del estado de la frecuencia de la red. Este modo de operación no síncrono impide a la red aprovechar la existencia de estos recursos inerciales de forma directa, por lo que resulta necesario dotar a la máquina de algún tipo de respuesta forzada. En términos generales, es posible conseguir esto mediante una cuidadosa modificación de los criterios de control implementados en un aerogenerador. Para ello, en el Capítulo 4, se estudia el concepto de inercia virtual y su aplicabilidad en aerogeneradores de velocidad variable. Además, en esta parte del trabajo, se presenta una técnica novedosa pensada para regular la potencia activa despachada por el aerogenerador mediante el desplazamiento de la curva de seguimiento del punto de máxima potencia, la cual permite implementar las acciones correctivas teóricas con un alto grado de efectividad respecto al enfoque tradicional difundido ampliamente en la literatura. A continuación, se explora más a fondo el concepto de inercia virtual y, mediante la aplicación de la técnica antes descrita, se propone una estrategia de control concebida para dotar al aerogenerador de una respuesta inercial efectiva y para propiciar su participación en las tareas de control primario de frecuencia en la red. Esta estrategia recibe el nombre de: método OPPT-extendido. El planteamiento teórico de esta propuesta conduce a la obtención de una función de control cuya misión es producir cambios en la potencia activa de salida del aerogenerador según sea el estado temporal de dos variables del sistema eléctrico: el desvío de la frecuencia y la tasa de variación de la frecuencia con respecto al tiempo. Se prevé que esta característica implementada en el sistema de control de un aerogenerador contribuya al mejoramiento de la respuesta inercial del sistema y al sostenimiento de la frecuencia en caso de contingencia.

Ahora bien, con el objeto de ampliar las prestaciones de esta estrategia de control y de no limitar su actuación únicamente ante situaciones de contingencia, se plantea una segunda propuesta que explota la habilidad del aerogenerador para regular la potencia eólica capturada mediante el control del ángulo de paso de pala. La combinación de esta acción

de control con aquella brindada por el método basado en el concepto de inercia virtual permite el planteamiento teórico de una nueva estrategia de control ideada para reducir las oscilaciones de frecuencia de la red provocadas por la integración de la potencia eólica, fluctuante bajo condiciones normales de operación. Esta segunda propuesta, la cual recibe el nombre de: método OPPTe+CFAP-mejorado, incorpora además una característica pensada para incrementar la disponibilidad de energía cinética en las masas rotativas y al mismo tiempo para reducir el vertido eólico asociado a la manipulación continuada del ángulo de paso de pala.

- En el Capítulo 5 se evalúan la efectividad de las acciones de control y las bondades técnicas conseguidas mediante la implementación de las dos propuestas que constituyen el aporte científico de esta tesis doctoral: el método OPPT-extendido y el método OPPTe+CFAP-mejorado. Para esto, se ha creído pertinente considerar como caso de estudio la estructura y características de dos sistemas eléctricos de potencia reales: el sistema eléctrico peninsular español (SPE) y el sistema híbrido eólico-diésel insular de San Cristóbal (SHSC), los cuales han sido caracterizados y modelados para su implementación en un entorno de simulación por ordenador mediante el enfoque basado en el uso del esquema de CPF. En el primer caso, el SPE se trata de un sistema interconectado robusto con una elevada cuota de integración de generación eólica. Para conseguir un modelo representativo de su operación dinámica en la franja temporal de interés definida en este estudio, ha sido necesario considerar el efecto agregado de las tecnologías de generación dominantes que componen el mix de generación del sistema real. Para el caso de los agentes de generación eléctrica convencional, al tratarse de tecnologías muy maduras, sus representaciones matemáticas simplificadas han sido consultadas en la literatura. En cuanto a la generación eólica, ésta es representada mediante el uso del modelo electromecánico simplificado desarrollado en este trabajo. A continuación, se define un escenario operativo de particular interés para la evaluación de las acciones de control de frecuencia en el SPE: la pérdida repentina de una importante cantidad de potencia generada o demandada, tal que induzca un evento de frecuencia durante la hora de mínima demanda. En el caso concreto del SPE, esta franja horaria suele estar caracterizada por presentar una elevada participación de la generación eólica en la cobertura de la demanda y un nivel bajo de recursos inerciales síncronos disponibles. Los resultados obtenidos mediante simulación muestran un correcto desempeño del método OPPT-extendido en las labores de recuperación de frecuencia del sistema, medido en términos de la reducción del desvío máximo de frecuencia y de la tasa máxima de variación de la frecuencia con respecto al tiempo (ROCOF), con respecto a los valores obtenidos al simular un caso base en el cual no se contempla la contribución de los aerogeneradores en el control de frecuencia. Además, se verifica que, una vez terminada la provisión de este servicio complementario, el aerogenerador recupera sus condiciones operativas óptimas previas, tal y como se había previsto durante el planteamiento teórico del método.

Ahora bien, en lo que concierne al segundo sistema de estudio, el SHSC es un sistema eléctrico débil y aislado, constituido por pequeñas unidades térmicas diésel, con una presencia significativa de generación eólica y carente de instalaciones de almacenamiento energético. Esto hace que su funcionamiento bajo condiciones normales de operación esté caracterizado por la presencia de excursiones de frecuencia muy pronunciadas, causadas por la inyección de una potencia eólica fluctuante que la generación síncrona operativa no es capaz de absorber en su totalidad. La topología sencilla que presenta este sistema insular ha permitido emplear una representación desagregada de los distintos agentes de generación mediante el esquema CPF. La información técnica de las diferentes máquinas y de ciertos registros de operación del sistema real ha permitido el ajuste de los distintos

parámetros de los modelos matemáticos empleados para representar la dinámica de cada una de las tecnologías de generación de la forma más realista posible. Los resultados obtenidos mediante simulación, los cuales presentan una elevada correlación y exactitud numérica en comparación con los registros reales tomados como referencia, permiten dar por válidos los esfuerzos invertidos en la modelación y sintonización de los distintos subsistemas que conforman la representación del SHSC, para el horizonte temporal de interés. A continuación, se define un caso base de estudio, consistente en someter a la generación eólica a un perfil de vientos variable, obtenido mediante mediciones reales en el SHSC y, en el cual, las tareas de control de frecuencia son asumidas únicamente por la generación síncrona operativa. Al comparar las dinámicas resultantes de la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado con respecto al caso base, se observa una notable reducción en las fluctuaciones de la frecuencia del sistema como consecuencia del proceso de alisado que experimenta la potencia eólica inyectada, tal y como se vaticinaba durante la formulación teórica del método. Este resultado se refleja también en la dinámica del ROCOF, la cual presenta una mejoría sustancial con respecto al caso base, medida en términos de la reducción de su valor promedio evaluado dentro de la escala de tiempo considerada. Además, en este punto se comprueba que las altas prestaciones del método tienen como contraparte la presencia de un determinado margen de vertido eólico, como consecuencia de la actuación sobre el ángulo de paso de pala. Por último, para evaluar las bondades del método en cuanto al mejoramiento de la respuesta inercial del sistema ante situaciones de contingencia, se conduce al modelo del SHSC a experimentar un evento de frecuencia mediante la desconexión de uno de los aerogeneradores operativos durante tres instantes diferentes, dentro de la ventana de tiempo considerada en las simulaciones. Los resultados muestran que, en los tres casos analizados, la aplicación del método OPPTe+CFAP-mejorado habilita la contribución por parte de la generación eólica operativa a las tareas de sostenimiento de frecuencia de la red, la cual se traduce en una reducción importante del desvío máximo de frecuencia respecto al caso base. En lo concerniente a la mejoría sobre el valor máximo que adopte el ROCOF, esta dependerá de si la tendencia adoptada por el viento incidente a la turbina eólica, durante la solicitud del servicio de soporte rápido de frecuencia, es solidaria con el almacenamiento de energía cinética en las masas rotativas del aerogenerador. Los resultados muestran que, ciertamente, el mayor efecto en la reducción del valor máximo del ROCOF se obtiene cuando la velocidad del viento incidente en el aerogenerador posee una característica creciente. Además, estos resultados evidencian que, en instancias previas y posteriores a la ocurrencia de la contingencia, el proceso de alisamiento de potencia se sigue desarrollando con una elevada efectividad, hecho que se traduce en la obtención de reducciones altamente significativas en el valor promedio del ROCOF con respecto al caso base en los tres escenarios operativos contemplados.

6.2. Trabajos futuros

Tras el cumplimiento de los objetivos planteados en esta tesis doctoral, quedan abiertos algunos frentes de investigación que pueden ser abordados en trabajos futuros como, por ejemplo:

- Extensión del alcance de la metodología utilizada en la sección 2.2.3 para evaluar el efecto del desplazamiento de la generación síncrona sobre la respuesta de la frecuencia del sistema, tomando en consideración la participación de la generación eólica operativa en las tareas de control de frecuencia mediante la aplicación de las estrategias propuestas en esta tesis. Las conclusiones teóricas derivadas de este análisis podrían conducir a la cuantificación de un límite máximo de penetración de los aerogeneradores de velocidad

variable en la red que permita garantizar índices de calidad adecuados en la respuesta de la frecuencia ante perturbaciones de potencia.

- Propuesta de mejora al modelo electromecánico del aerogenerador de velocidad variable presentado en el Capítulo 3, mediante la adición de subsistemas que hagan factible la implementación del control de potencia reactiva de la máquina con el objeto de permitir su utilización en estudios de control de tensión. Es importante tener en cuenta que esta ampliación de las aplicaciones del modelo desarrollado puede conllevar a que ciertos modelos de los subsistemas que lo integran tengan que ser rediseñados, para representar con mayor fiabilidad los procesos físicos involucrados en la dinámica de las variables electromagnéticas, cuyo horizonte de tiempo es sensiblemente inferior que aquel en el que se manifiestan los fenómenos mecánicos.
- En lo que concierne a la estrategia de control de frecuencia basada en el concepto de inercia virtual presentada en la sección 4.4, se podría proponer el desarrollo de una característica adicional que permita ampliar su rango de actuación bajo condiciones de operación cercanas a los límites térmicos y técnicos del aerogenerador. Por ejemplo, se puede aprovechar la capacidad de sobrecarga del generador eléctrico y de los convertidores electrónicos de potencia para ofrecer, por un tiempo breve, una franja de regulación de potencia “a subir” cuando el aerogenerador se encuentre despachando su potencia nominal. Del mismo modo, en este punto de operación, se podría ofrecer un margen de regulación de potencia “a bajar” mediante la limitación de la potencia eólica capturada por la turbina, que se consigue al actuar sobre el ángulo de paso de pala. Si, bajo esta situación operativa, el régimen de vientos existente trata de inducir en el aerogenerador una condición de sobre velocidad, ésta puede ser evitada gracias a la actuación del sistema de control de paso de pala existente.
- Debido a que las soluciones propuestas en esta tesis doctoral obligan al aerogenerador a abandonar su régimen operativo habitual, es preciso plantear un estudio orientado a determinar si estas acciones introducen esfuerzos adicionales en sus componentes mecánicos y eléctricos tales que puedan representar una causa del deterioro de su vida útil. Si bien las simulaciones llevadas a cabo en este trabajo revelan que las variables monitorizadas se mantienen dentro de un rango seguro de operación, podrían estar suscitándose otros fenómenos físicos como, por ejemplo: pares pulsantes (mecánicos y electromagnéticos), picos de corriente y de tensión, entre otros, que resulten indetectables bajo el enfoque empleado en este trabajo para representar el comportamiento dinámico de la máquina.
- En la línea de lo anterior, resulta menester realizar un estudio de largo plazo sobre prototipos reales para conocer con certeza los verdaderos efectos derivados de la aplicación de las propuestas en lo que respecta al uso y a la fatiga de los distintos elementos físicos que constituyen el aerogenerador.

6.3. Aportes científicos generados

Durante el desarrollo de las distintas etapas que constituyen el alcance de la presente tesis doctoral, se han generado nuevos aportes a la comunidad científica, los cuales han sido reportados mediante la publicación de los siguientes artículos en revistas indexadas en JCR (*Journal Citation Reports*):

- Ochoa, D.; Martinez, S. A Simplified Electro-Mechanical Model of a DFIG-based Wind Turbine for Primary Frequency Control Studies. *IEEE Lat. Am. Trans.* **2016**, *14*, 3614–3620, (DOI: <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7786341>).
- Ochoa, D.; Martinez, S. Fast-Frequency Response Provided by DFIG-Wind Turbines and its Impact on the Grid. *IEEE Trans. Power Syst.* **2017**, *32*, 4002–4011, (DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2636374>).
- Ochoa, D.; Martinez, S. Proposals for Enhancing Frequency Control in Weak and Isolated Power Systems: Application to the Wind-Diesel Power System of San Cristobal Island-Ecuador. *Energies* **2018**, *11*, 910, (DOI: <https://doi.org/10.3390/en11040910>).
- Ochoa, D.; Martinez, S. Frequency Control Issues in Power Systems: the Effect of High Share of Wind Energy. *IEEE Lat. Am. Trans.* **2018**, *16*, 1934–1944, (DOI: <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8447360>).
- Ochoa, D.; Martinez, S. Frequency dependent strategy for mitigating wind power fluctuations of a doubly-fed induction generator wind turbine based on virtual inertia control and blade pitch angle regulation. *Renew. Energy* **2018**, *128*, Part A, 108–124, (DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.047>).

Bibliografía

1. Zou, C.; Zhao, Q.; Zhang, G.; Xiong, B. Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era. *Nat. Gas Ind. B* **2016**, *3*, 1–11.
2. Delgado, C.; Planelles, M. El mundo consumirá un 30% más de energía en 2040 y se aleja de cumplir el Acuerdo de París. *El País* 2017.
3. Hardisty, P.E.; Clark, T.S.; Hynes, R.G. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: A Comparative Analysis of Australian Energy Sources. *Energies* **2012**, *5*, 872–897.
4. Tajeddin, A.; Roohi, E. Designing a reliable wind farm through hybridization with biomass energy. *Appl. Therm. Eng.* **2019**, *154*, 171–179.
5. Chang, B.; Starcher, K. Evaluation of wind and solar energy investments in Texas. *Renew. Energy* **2019**, *132*, 1348–1359.
6. Al-Dousari, A.; Al-Nassar, W.; Al-Hemoud, A.; Alsaleh, A.; Ramadan, A.; Al-Dousari, N.; Ahmed, M. Solar and wind energy: Challenges and solutions in desert regions. *Energy* **2019**, *176*, 184–194.
7. International Energy Agency Tracking Clean Energy Progress 2017 Available online: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TrackingCleanEnergyProgress2017.pdf> (accessed on Feb 15, 2019).
8. Zhang, Z.-S.; Sun, Y.-Z.; Lin, J.; Li, G.-J. Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants. *IET Renew. Power Gener.* **2012**, *6*, 38–47.
9. Kies, A.; Schyska, B.; von Bremen, L. Curtailment in a Highly Renewable Power System and Its Effect on Capacity Factors. *Energies* **2016**, *9*, 510.
10. Chang-Chien, L.-R.; Lin, W.-T.; Yin, Y.-C. Enhancing Frequency Response Control by DFIGs in the High Wind Penetrated Power Systems. *IEEE Trans. Power Syst.* **2011**, *26*, 710–718.
11. Chang, C.A.; Lo, T.C.; Wu, Y.K.; Chen, B.K. Simplified Frequency Estimation for Unit Scheduling Criteria for Grids With High Wind Penetration. *IEEE Trans. Ind. Appl.* **2017**, *53*, 1729–1738.
12. Long, H.; Zhang, Z.; Sun, M.-X.; Li, Y.-F. The data-driven schedule of wind farm power generations and required reserves. *Energy* **2018**, *149*, 485–495.
13. Quint, D.; Dahlke, S. The impact of wind generation on wholesale electricity market prices in the midcontinent independent system operator energy market: An empirical investigation. *Energy* **2019**, *169*, 456–466.
14. MacDowell, J.; Dutta, S.; Richwine, M.; Achilles, S.; Miller, N. Serving the Future: Advanced Wind Generation Technology Supports Ancillary Services. *IEEE Power Energy Mag.* **2015**, *13*, 22–30.
15. Teng, F.; Strbac, G. Assessment of the Role and Value of Frequency Response Support From Wind Plants. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2016**, *PP*, 1–10.
16. Schaab, K.; Hahn, J.; Wolkov, M.; Stursberg, O. Robust control for voltage and transient stability of power grids relying on wind power. *Control Eng. Pract.* **2017**, *60*, 7–17.
17. Dreidy, M.; Mokhlis, H.; Mekhilef, S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *69*, 144–155.
18. Xu, G.; Liu, F.; Hu, J.; Bi, T. Coordination of wind turbines and synchronous generators for system frequency control. *Renew. Energy* **2018**, *129*, 225–236.
19. Li, P.; Hu, W.; Hu, R.; Huang, Q.; Yao, J.; Chen, Z. Strategy for wind power plant contribution to frequency control under variable wind speed. *Renew. Energy* **2019**, *130*, 1226–1236.
20. Sigrist, L.; Egidio, I.; Miguélez, E.L.; Rouco, L. Sizing and Controller Setting of Ultracapacitors for Frequency Stability Enhancement of Small Isolated Power Systems. *IEEE Trans. Power Syst.* **2015**, *30*, 2130–2138.
21. Nguyen, N.; Mitra, J. Effect of wind power on load frequency control. In Proceedings of the 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM); 2016; pp. 1–5.

22. Mohseni, M.; Islam, S.M. Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2012**, *16*, 3876–3890.
23. Etxegarai, A.; Eguia, P.; Torres, E.; Iturregi, A.; Valverde, V. Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, *41*, 1501–1514.
24. Etxegarai, A.; Eguia, P.; Torres, E.; Buigues, G.; Iturregi, A. Current procedures and practices on grid code compliance verification of renewable power generation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *71*, 191–202.
25. Loudiyi, K.; Berrada, A.; Svendsen, H.G.; Montesidi, K. Grid code status for wind farms interconnection in Northern Africa and Spain: Descriptions and recommendations for Northern Africa. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *81*, 2584–2598.
26. ENTSOE Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. Available online: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/RfG/130308_Final_Version_NC_RfG.pdf (accessed on Jun 4, 2019).
27. Red Eléctrica de España. P.O. 12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio. Available online: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_11feb2005.pdf (accessed on Apr 1, 2019).
28. Red Eléctrica de España. P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Available online: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_12.3_Respuesta_huecos_eolica.pdf (accessed on Apr 1, 2019).
29. Gomez-Exposito, A.; Conejo, A.; Cañizares, C. *Electric Energy Systems - Analysis and Operation*; 1st ed.; CRC Press: Boca Raton, 2009; ISBN 978-0-8493-7365-7.
30. Operación del sistema eléctrico | Red Eléctrica de España Available online: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico> (accessed on May 28, 2019).
31. Liu, Y.; Li, C. Impact of large-scale wind penetration on transient frequency stability. In Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting; 2012; pp. 1–5.
32. Edrah, M.; Lo, K.L.; Anaya-Lara, O. Impacts of High Penetration of DFIG Wind Turbines on Rotor Angle Stability of Power Systems. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2015**, *6*, 759–766.
33. Kazemi Golkhandan, R.; Aghaebrahimi, M.R.; Farshad, M. Control Strategies for Enhancing Frequency Stability by DFIGs in a Power System with High Percentage of Wind Power Penetration. *Appl. Sci.* **2017**, *7*, 1140.
34. Nguyen, H.T.; Yang, G.; Nielsen, A.H.; Jensen, P.H. Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power. In Proceedings of the 2017 IEEE Power Energy Society General Meeting; 2017; pp. 1–5.
35. Cai, T.; Liu, S.; Yan, G.; Liu, H. Analysis of Doubly Fed Induction Generators Participating in Continuous Frequency Regulation with Different Wind Speeds Considering Regulation Power Constraints. *Energies* **2019**, *12*, 635.
36. Civelek, Z.; Lüy, M.; Çam, E.; Mamur, H. A new fuzzy logic proportional controller approach applied to individual pitch angle for wind turbine load mitigation. *Renew. Energy* **2017**, *111*, 708–717.
37. Attya, A.B.; Hartkopf, T. Wind turbine contribution in frequency drop mitigation - modified operation and estimating released supportive energy. *Transm. Distrib. IET Gener.* **2014**, *8*, 862–872.

38. Lotfy, M.E.; Senjyu, T.; Farahat, M.A.-F.; Abdel-Gawad, A.F.; Yona, A. A Frequency Control Approach for Hybrid Power System Using Multi-Objective Optimization. *Energies* **2017**, *10*, 80.
39. Lee, H.; Kim, J. Coordinated Frequency Support of a Wind Generator and Battery Based on the Adaptable Power Reference. In Proceedings of the 2018 21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS); 2018; pp. 1071–1076.
40. Hao, X.; Zhou, T.; Wang, J.; Yang, X. A hybrid adaptive fuzzy control strategy for DFIG-based wind turbines with super-capacitor energy storage to realize short-term grid frequency support. In Proceedings of the 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE); 2015; pp. 1914–1918.
41. Mufti, M.; Zargar, M.Y.; Lone, S.A. Predictive controlled SMES for frequency control of hybrid wind-diesel standalone system. In Proceedings of the 2017 International Conference on Computing, Communication and Automation (ICCCA); 2017; pp. 1395–1400.
42. Deepak, M.; Abraham, R.J.; Gonzalez-Longatt, F.M.; Greenwood, D.M.; Rajamani, H.-S. A novel approach to frequency support in a wind integrated power system. *Renew. Energy* **2017**, *108*, 194–206.
43. Achour, D.; Kesraoui, M.; Chaib, A. A novel frequency control for a wind turbine generator associated with a flywheel. In Proceedings of the 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC); 2017; pp. 1–6.
44. Weng, Y.-T.; Hsu, Y.-Y. Reactive power control strategy for a wind farm with DFIG. *Renew. Energy* **2016**, *94*, 383–390.
45. Kim, Y.S.; Kim, E.S.; Moon, S.I. Frequency and Voltage Control Strategy of Standalone Microgrids With High Penetration of Intermittent Renewable Generation Systems. *IEEE Trans. Power Syst.* **2016**, *31*, 718–728.
46. Zhao, H.; Wu, Q.; Wang, J.; Liu, Z.; Shahidehpour, M.; Xue, Y. Combined Active and Reactive Power Control of Wind Farms Based on Model Predictive Control. *IEEE Trans. Energy Convers.* **2017**, *32*, 1177–1187.
47. Xiao, X.Y.; Yang, R.H.; Chen, X.Y.; Zheng, Z.X.; Li, C.S. Enhancing fault ride-through capability of DFIG with modified SMES-FCL and RSC control. *Transm. Distrib. IET Gener.* **2018**, *12*, 258–266.
48. Khan, I.; Zeb, K.; Din, W.U.; Islam, S.U.; Ishfaq, M.; Hussain, S.; Kim, H.-J. Dynamic Modeling and Robust Controllers Design for Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Turbines under Unbalanced Grid Fault Conditions. *Energies* **2019**, *12*, 454.
49. He, Z.; Zhou, J.; Sun, N.; Jia, B.; Qin, H. Integrated scheduling of hydro, thermal and wind power with spinning reserve. *Energy Procedia* **2019**, *158*, 6302–6308.
50. Raoofsheibani, D.; Abbasi, E.; Pfeiffer, K. Provision of primary control reserve by DFIG-based wind farms in compliance with ENTSO-E frequency grid codes. In Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe; 2014; pp. 1–6.
51. Siniscalchi-Minna, S.; Bianchi, F.D.; De-Prada-Gil, M.; Ocampo-Martinez, C. A wind farm control strategy for power reserve maximization. *Renew. Energy* **2019**, *131*, 37–44.
52. Quan, R.; Wenxia, P. Optimization model for wind farm spinning reserve capacity containing rotor inertia kinetic energy. In Proceedings of the International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015); 2015; pp. 1–6.
53. Kundur, P. *Power System Stability and Control*; 1st ed.; McGraw-Hill: New York, 1994;
54. Tielens, P.; Van Hertem, D. The relevance of inertia in power systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2016**, *55*, 999–1009.
55. Perdana, A. *Dynamic models of wind turbines: a contribution towards the establishment of standardized models of wind turbines for power system stability studies*; Doktorsavhandlingar vid Chalmers Tekniska Högskola; Chalmers Univ. of Technology: Göteborg, 2008; ISBN 978-91-7385-226-5.

56. Anderson, P.M.; Fouad, A.A. *Power system control and stability*; IEEE Press power engineering series; 2nd ed.; IEEE Press ; Wiley-Interscience: Piscataway, N.J, 2003; ISBN 978-0-471-23862-1.
57. Cepeda, J.C.; Rueda, J.L.; Colomé, D.G.; Echeverría, D.E. Real-time transient stability assessment based on centre-of-inertia estimation from phasor measurement unit records. *Transm. Distrib. IET Gener.* **2014**, *8*, 1363–1376.
58. Yeager, K.E.; Willis, J.R. Modeling of emergency diesel generators in an 800 megawatt nuclear power plant. *IEEE Trans. Energy Convers.* **1993**, *8*, 433–441.
59. Khodabakhshian, A.; Golbon, N. Unified PID design for load frequency control. In Proceedings of the Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Control Applications, 2004.; 2004; Vol. 2, pp. 1627-1632 Vol.2.
60. Tavakoli, M.R.B.; Vahidi, B.; Gawlik, W. An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data. *IEEE Trans. Power Syst.* **2009**, *24*, 1366–1374.
61. Theubou, T.; Wamkeue, R.; Kamwa, I. Dynamic model of diesel generator set for hybrid wind-diesel small grids applications. In Proceedings of the 2012 25th IEEE Canadian Conference on Electrical Computer Engineering (CCECE); 2012; pp. 1–4.
62. Red Eléctrica de España. P.O. 1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia. Available online: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/RES_PO_1.5.pdf (accessed on Mar 20, 2019).
63. Kargar, H.K.; Mirzaei, J. New method for islanding detection of wind turbines. In Proceedings of the 2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference; 2008; pp. 1633–1637.
64. Mathworks Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type) Available online: <http://es.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/windturbinedoublyfedinductiongeneratorphasortype.html> (accessed on Mar 18, 2019).
65. *Wind power integration: connection and system operational aspects*; Fox, B., Ed.; IET power and energy series; Institution of Engineering and Technology: London, 2007; ISBN 978-0-86341-449-7.
66. *Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation*; Abad, G., Ed.; IEEE Press Series on Power Engineering; IEEE Press: Hoboken, NJ, 2011; ISBN 978-1-118-10496-5.
67. *Wind Power in Power Systems*; Ackermann, T., Ed.; John Wiley & Sons, Ltd: Chichester, UK, 2012; ISBN 978-1-119-94184-2.
68. *IEC 61400-27-1: Electrical Simulation Models for Wind Power Generation—Wind Turbines*; International Electrotechnical Commission., Ed.; IEC: Geneva, Switzerland, 2015; ISBN EN 61400-27-1:2015.
69. Serrano-González, J.; Lacal-Arántegui, R. Technological evolution of onshore wind turbines—a market-based analysis. *Wind Energy* **2016**, *19*, 2171–2187.
70. Vázquez-Hernández, C.; Serrano-González, J.; Centeno, G. A Market-Based Analysis on the Main Characteristics of Gearboxes Used in Onshore Wind Turbines. *Energies* **2017**, *10*, 1686.
71. Howlader, A.M.; Urasaki, N.; Yona, A.; Senjyu, T.; Saber, A.Y. A review of output power smoothing methods for wind energy conversion systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2013**, *26*, 135–146.
72. Widanagama Arachchige, L.N.; Rajapakse, A.D.; Muthumuni, D. Implementation, Comparison and Application of an Average Simulation Model of a Wind Turbine Driven Doubly Fed Induction Generator. *Energies* **2017**, *10*, 1726.
73. Quan, Y.; Hang, L.; He, Y.; Zhang, Y. Multi-Resonant-Based Sliding Mode Control of DFIG-Based Wind System under Unbalanced and Harmonic Network Conditions. *Appl. Sci.* **2019**, *9*, 1124.

74. Cai, L.-J.; Erlich, I. Doubly Fed Induction Generator Controller Design for the Stable Operation in Weak Grids. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2015**, *6*, 1078–1084.
75. Justo, J.J.; Mwasilu, F.; Jung, J.-W. Doubly-fed induction generator based wind turbines: A comprehensive review of fault ride-through strategies. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, *45*, 447–467.
76. Edrah, M.; Lo, K.L.; Anaya-Lara, O. Reactive power control of DFIG wind turbines for power oscillation damping under a wide range of operating conditions. *Transm. Distrib. IET Gener.* **2016**, *10*, 3777–3785.
77. Lee, H.; Hwang, M.; Muljadi, E.; Sørensen, P.; Kang, Y.C. Power-Smoothing Scheme of a DFIG Using the Adaptive Gain Depending on the Rotor Speed and Frequency Deviation. *Energies* **2017**, *10*, 555.
78. Mengjie, L.; Lingxiang, W.; Zhen, X. Control strategy of wide-speed-range doubly fed induction generator based on stator-winding short circuited in low speed mode. In Proceedings of the 2017 36th Chinese Control Conference (CCC); 2017; pp. 9145–9150.
79. Ganipalli, S.R.; Fulmali, V. Study of DFIG connected to back-to-back converter for space vector control techniques. In Proceedings of the 2017 International Conference on Information, Communication, Instrumentation and Control (ICICIC); 2017; pp. 1–5.
80. Mazouz, F.; Belkacem, S.; Colak, I.; Drid, S. Direct Power Control of DFIG by Sliding Mode Control and Space Vector Modulation. In Proceedings of the 2018 7th International Conference on Systems and Control (ICSC); 2018; pp. 462–467.
81. Mohseni, M. A space vector-based current controller for doubly fed induction generators. In Proceedings of the 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics; 2009; pp. 3868–3873.
82. Wang, Y.; Xu, L. Coordinated Control of DFIG and FSIG-Based Wind Farms Under Unbalanced Grid Conditions. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2010**, *25*, 367–377.
83. Xiao, X.Y.; Yang, R.H.; Chen, X.Y.; Zheng, Z.X.; Li, C.S. Enhancing fault ride-through capability of DFIG with modified SMES-FCL and RSC control. *Transm. Distrib. IET Gener.* **2018**, *12*, 258–266.
84. Tapia, A.; Tapia, G.; Ostolaza, J.X.; Saenz, J.R. Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator. *IEEE Trans. Energy Convers.* **2003**, *18*, 194–204.
85. Ekanayake, J.B.; Holdsworth, L.; Jenkins, N. Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. *IEEE Trans. Power Syst.* **2003**, *18*, 803–809.
86. Wu, Y.K.; Shu, W.H.; Cheng, H.Y.; Ye, G.T.; Jiang, D.C. Mathematical modelling and simulation of the DFIG-based wind turbine. In Proceedings of the 2014 CACS International Automatic Control Conference (CACS 2014); 2014; pp. 57–62.
87. Chang, Y.; Hu, J. Modeling, analysis and parameters design of rotor current control in DFIG-based wind turbines for dynamic performance optimizing. In Proceedings of the 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE); 2017; pp. 3303–3308.
88. Zhao, M.; Yuan, X.; Hu, J. Modeling of DFIG Wind Turbine Based on Internal Voltage Motion Equation in Power Systems Phase-Amplitude Dynamics Analysis. *IEEE Trans. Power Syst.* **2018**, *33*, 1484–1495.
89. HALLAK, M.; HASNI, M.; MENAA, M. Modeling and Control of a Doubly Fed Induction Generator Base Wind Turbine System. In Proceedings of the 2018 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM); 2018; pp. 1–5.
90. Lei, T.; Ozakturk, M.; Barnes, M. Modelling and analysis of DFIG wind turbine system in PSCAD/EMTDC. In Proceedings of the 6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012); 2012; pp. 1–6.
91. Du, Y.; Li, G.; Meng, J. Multi time-scale dynamic models for doubly-fed induction generator in DIGSILENT. In Proceedings of the 2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC); 2013; pp. 1–6.

92. Miller, N.W.; Sanchez-Gasca, J.J.; Price, W.W.; Delmerico, R.W. Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations. In Proceedings of the 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491); 2003; Vol. 3, pp. 1977–1983 Vol. 3.
93. Ullah, N.R.; Thiringer, T.; Karlsson, D. Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines-Potential and Applications. *IEEE Trans. Power Syst.* **2008**, *23*, 601–612.
94. Clark, K.; Miller, N.W.; Sánchez-Gasca, J.J. *General Electric International, Inc.* 2010,.
95. General Electric (GE) Energy 1.5 MW Wind Turbine. Available online: <http://geosci.uchicago.edu/~moyer/GEOS24705/Readings/GEA14954C15-MW-Broch.pdf> (accessed on Feb 23, 2018).
96. Kala, H.; Sandhu, K.S. Effect of change in power coefficient on the performance of wind turbines with different dimensions. In Proceedings of the 2016 International Conference on Microelectronics, Computing and Communications (MicroCom); 2016; pp. 1–4.
97. Reyes, V.; Rodríguez, J.J.; Carranza, O.; Ortega, R. Review of mathematical models of both the power coefficient and the torque coefficient in wind turbines. In Proceedings of the 2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE); 2015; pp. 1458–1463.
98. Junior, C.R.S.; Lima, F.K.A. Wind Turbine and PMSG Dynamic Modelling in PSIM. *IEEE Lat. Am. Trans.* **2016**, *14*, 4115–4120.
99. Tan, J.; Hu, W.; Wang, X.; Chen, Z. Effect of Tower Shadow and Wind Shear in a Wind Farm on AC Tie-Line Power Oscillations of Interconnected Power Systems. *Energies* **2013**, *6*, 6352–6372.
100. Xie, Z.; Xu, Z.; Zhang, X.; Yang, S.; Wang, L. Improved Power Pulsation Suppression of DFIG for Wind Shear and Tower Shadow Effects. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2017**, *PP*, 1–1.
101. Mueen, S.M.; Ali, M.H.; Takahashi, R.; Murata, T.; Tamura, J.; Tomaki, Y.; Sakahara, A.; Sasano, E. Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models. *IET Renew. Power Gener.* **2007**, *1*, 131–141.
102. Qiao, W. Dynamic modeling and control of doubly fed induction generators driven by wind turbines. In Proceedings of the 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition; 2009; pp. 1–8.
103. Lorenzo-Bonache, A.; Honrubia-Escribano, A.; Jiménez-Buendía, F.; Molina-García, Á.; Gómez-Lázaro, E. Generic Type 3 Wind Turbine Model Based on IEC 61400-27-1: Parameter Analysis and Transient Response under Voltage Dips. *Energies* **2017**, *10*, 1441.
104. Song, Z.; Xia, C.; Shi, T. Assessing transient response of DFIG based wind turbines during voltage dips regarding main flux saturation and rotor deep-bar effect. *Appl. Energy* **2010**, *87*, 3283–3293.
105. Bharti, O.P.; Saket, R.K.; Nagar, S.K. Controller design for doubly fed induction generator using particle swarm optimization technique. *Renew. Energy* **2017**, *114*, 1394–1406.
106. Santiago Arnaltes; Jose Rodriguez-Amenedo; Miguel Montilla-DJesus Control of Variable Speed Wind Turbines with Doubly Fed Asynchronous Generators for Stand-Alone Applications. *Energies* **2017**, *11*, 26.
107. Mauricio, J.M.; Marano, A.; Gomez-Exposito, A.; Martinez Ramos, J.L. Frequency Regulation Contribution Through Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems. *IEEE Trans. Power Syst.* **2009**, *24*, 173–180.
108. Dharmawardena, H.; Uhlen, K.; Gjerde, S.S. Modelling wind farm with synthetic inertia for power system dynamic studies. In Proceedings of the 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON); 2016; pp. 1–6.
109. Huang, B.; Du, Z.; Liu, Y.; Zhao, F. Study on online under-frequency load shedding strategy with virtual inertia control of wind turbines. *J. Eng.* **2017**, *2017*, 1819–1823.
110. Pradhan, C.; Bhende, C.N.; Samanta, A.K. Adaptive virtual inertia-based frequency regulation in wind power systems. *Renew. Energy* **2018**, *115*, 558–574.

111. Gao, Q.; Preece, R. Improving frequency stability in low inertia power systems using synthetic inertia from wind turbines. In Proceedings of the 2017 IEEE Manchester PowerTech; 2017; pp. 1–6.
112. Gonzalez-Longatt, F.M. Activation schemes of synthetic inertia controller on full converter wind turbine (type 4). In Proceedings of the 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting; 2015; pp. 1–5.
113. Bassi, F.; Caciolli, L.; Giannuzzi, G.; Corsi, N.; Giorgi, A. Use of hidden inertia from wind generation for frequency support in power grids. In Proceedings of the 2016 AEIT International Annual Conference (AEIT); 2016; pp. 1–6.
114. Lee, J.; Muljadi, E.; Srensen, P.; Kang, Y.C. Releasable Kinetic Energy-Based Inertial Control of a DFIG Wind Power Plant. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2016**, *7*, 279–288.
115. Gonzalez-Longatt, F.; Bonfiglio, A.; Procopio, R.; Bogdanov, D. Practical limit of synthetic inertia in full converter wind turbine generators: Simulation approach. In Proceedings of the 2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA); 2016; pp. 1–5.
116. Margaritis, I.D.; Papathanassiou, S.A.; Hatziaargyriou, N.D.; Hansen, A.D.; Sorensen, P. Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2012**, *3*, 189–199.
117. Vyver, J.V. de; Kooning, J.D.M.D.; Meersman, B.; Vandeveld, L.; Vandoorn, T.L. Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines. *IEEE Trans. Power Syst.* **2016**, *31*, 1129–1138.
118. Wang, Y.; Meng, J.; Zhang, X.; Xu, L. Control of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertial Response and Power Oscillation Damping. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2015**, *6*, 565–574.
119. Chowdhury, B.H.; Ma, H.T. Frequency regulation with wind power plants. In Proceedings of the 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century; 2008; pp. 1–5.
120. Ramtharan, G.; Ekanayake, J.B.; Jenkins, N. Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines. *IET Renew. Power Gener.* **2007**, *1*, 3–9.
121. Wang-Hansen, M.; Josefsson, R.; Mehmedovic, H. Frequency Controlling Wind Power Modeling of Control Strategies. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2013**, *4*, 954–959.
122. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico | Boletín Oficial del Estado Available online: <https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54> (accessed on Apr 1, 2019).
123. Boletín mensual. Febrero 2019 | Red Eléctrica de España Available online: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/boletines-mensuales/boletin-mensual-febrero-2019#> (accessed on Mar 30, 2019).
124. Boletín mensual. Enero 2019 | Red Eléctrica de España Available online: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/boletines-mensuales/boletin-mensual-enero-2019> (accessed on Mar 31, 2019).
125. Interconexiones internacionales | Red Eléctrica de España Available online: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/interconexiones-internacionales> (accessed on Apr 1, 2019).
126. Gomez Exposito, A. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*; 1era Ed.; McGraw-Hill/Interamericana de España: Madrid, 2002; ISBN 978-84-481-3592-8.
127. Martínez, C.; Casajús, V. *Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030*; Foro de la Industria Nuclear Española: Madrid, 2007;
128. Mello, F.P. de; Ahner, D.J. Dynamic models for combined cycle plants in power system studies. *IEEE Trans. Power Syst.* **1994**, *9*, 1698–1708.
129. Kakimoto, N.; Baba, K. Performance of gas turbine-based plants during frequency drops. *IEEE Trans. Power Syst.* **2003**, *18*, 1110–1115.

130. Lalor, G.; Mullane, A.; O'Malley, M. Frequency control and wind turbine technologies. *IEEE Trans. Power Syst.* **2005**, *20*, 1905–1913.
131. Asociación Empresarial Eólica Potencia instalada y generación Available online: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion> (accessed on May 8, 2019).
132. Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO₂ Available online: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total> (accessed on Apr 8, 2019).
133. ENTSOE P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance. Available online: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf (accessed on Nov 29, 2015).
134. Resolución de 28 de febrero de 2008, de la Comisión Nacional de Energía, de plan de deslastre automático de cargas de la Ciudad Autónoma de Melilla | Boletín Oficial del Estado Available online: <https://www.boe.es/boe/dias/2008/04/28/pdfs/A21795-21810.pdf> (accessed on Apr 9, 2019).
135. Guizzo, E. Wind Power in Paradise. *IEEE Spectr.* **2008**, *45*, 38–45.
136. Proyecto Eólico Isla San Cristóbal - Galápagos 2003-2016 Available online: <https://www.globalelectricity.org/content/uploads/Galapagos-Report-2016-Spanish.pdf> (accessed on Oct 18, 2018).
137. Rocha, M.M.; Silva, J.P. da; Sena, F. das C.B. de Simulation of a Fuzzy Control Applied to a Variable Speed Wind System Connected to the Electrical Network. *IEEE Lat. Am. Trans.* **2018**, *16*, 521–526.
138. MacDowell, J.; Dutta, S.; Richwine, M.; Achilles, S.; Miller, N. Serving the Future: Advanced Wind Generation Technology Supports Ancillary Services. *IEEE Power Energy Mag.* **2015**, *13*, 22–30.
139. Melicio, R.; Mendes, V.M.F.; Catalao, J.P.S. Modeling and Simulation of Wind Energy Systems with Matrix and Multilevel Power Converters. *IEEE Lat. Am. Trans.* **2009**, *7*, 78–84.
140. Hurtado, S.; Gostales, G.; Lara, A. de; Moreno, N.; Carrasco, J.M.; Galvan, E.; Sanchez, J.A.; Franquelo, L.G. A new power stabilization control system based on making use of mechanical inertia of a variable-speed wind-turbine for stand-alone wind-diesel applications. In Proceedings of the IEEE 2002 28th Annual Conference of the Industrial Electronics Society. IECON 02; 2002; Vol. 4, pp. 3326–3331 vol.4.
141. Gonzalez-Longatt, F.; Bonfiglio, A.; Procopio, R.; Bogdanov, D. Practical limit of synthetic inertia in full converter wind turbine generators: Simulation approach. In Proceedings of the 2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA); 2016; pp. 1–5.
142. Christian, S.N.; Liu, K.-Z. Online wavelet based control of hybrid energy storage systems for smoothing wind farm output. In Proceedings of the IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society; 2016; pp. 2089–2094.
143. Arispe, J.C.G.; Vasquez, A.B.P. Wind and PV Farms Integration within Power Systems Using Static and Dynamic Simulations. *IEEE Lat. Am. Trans.* **2018**, *16*, 148–154.
144. Ghosh, S.; Kamalasadan, S.; Senroy, N.; Enslin, J. Doubly Fed Induction Generator (DFIG)-Based Wind Farm Control Framework for Primary Frequency and Inertial Response Application. *IEEE Trans. Power Syst.* **2016**, *31*, 1861–1871.
145. Natori, K. A design method of time-delay systems with communication disturbance observer by using Pade approximation. In Proceedings of the 2012 12th IEEE International Workshop on Advanced Motion Control (AMC); 2012; pp. 1–6.
146. Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Procedimientos de despacho y operación Available online: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/ProcedimientosDespacho.pdf> (accessed on May 2, 2019).