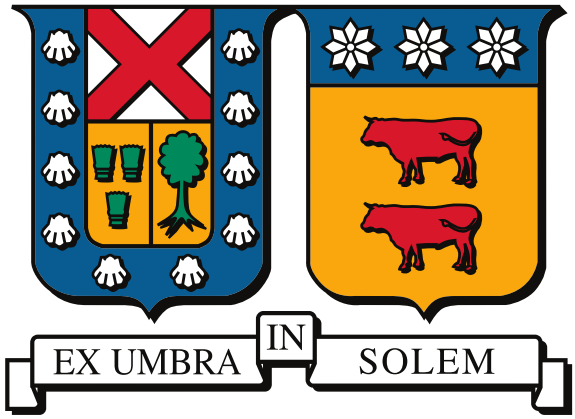
Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Santiago, Chile



"Control de máquina sincrónica virtual para sistemas de conversión de energía eólica basados en máquinas de inducción doblemente alimentadas"

Fabián Ignacio Mora Núñez

2025

Profesor Guía:
Prof. Johnny Rengifo (UTFSM)

Comisión:
Prof. Aldo Barrueto (UTFSM)
Prof. Johnny Rengifo (UTFSM)
Prof. Antonio Sánchez (UTFSM)

Santiago, 1 de Agosto del 2025.

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: Control de máquina sincrónica virtual para sistemas de conversión de energía eólica basados en máquinas de inducción doblemente alimentadas

Nombre del candidato(a): Fabián Mora Núñez

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Santiago San Joaquin **;** **Departamento**: Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Johnny Rengifo, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 25/08/2025 ; **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 25/08/2025 ; **Firma:** _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

"Hay que perseverar y sobre todo, tener confianza en uno mismo. Hay que creer que se está dotado para algo y que eso hay que alcanzarlo, cueste lo que cueste."
— Marie Curie

Agradecimientos

Al mirar hacia atrás, es inevitable reconocer que este logro no lo alcancé solo. Cada paso en este camino fue acompañado por personas que, de una forma u otra, hicieron posible llegar hasta aquí.

A mis padres, gracias por ser siempre mi base. Por cada esfuerzo, por confiar en mí incluso cuando yo dudaba y por enseñarme que la perseverancia y la humildad abren puertas. Su apoyo constante ha sido fundamental y no hay palabras que alcancen para expresar lo agradecido que estoy.

A mi tía, por estar presente con consejos, cariño y ese optimismo que siempre supo entregarme en el momento justo. Gracias por ser una guía constante.

A mis familiares más cercanos, gracias por las palabras de aliento, por celebrar cada pequeño avance y por esas salidas necesarias para despejar la mente cuando más se necesitaba.

A mi pareja, gracias por tu compañía en cada etapa, por tu paciencia, por saber estar sin presionar y por hacerme sentir que siempre tenía un espacio seguro donde podía desconectarme. Y claro, por esos paseos con la Blaquita que eran la pausa perfecta para dejar de pensar y simplemente estar.

A mis amigos de carrera, con quienes compartimos lo bueno, lo difícil y todo lo que hubo entre medio. Gracias por hacer más llevaderos los días pesados, por los "modo planta" después de las pruebas, por las risas en los laboratorios y por esas noches de estudio que muchas veces terminaban en partidas improvisadas. El estar bajo las mismas situaciones fue lo que nos hizo más fuertes.

Al primer grupo de amigos de la universidad que se mantuvieron desde el primer día, gracias por estar ahí, por sumar en lo cotidiano, y por acompañarme en todo este viaje.

A quienes conocí en Colbún durante mi práctica profesional, gracias por acercarme al mundo laboral, por compartir su experiencia y por permitirme ver de cerca sus instalaciones.

Y por último, a mis compañeros de cancha los Basuras y Shelby equipo. Porque muchas veces el mejor descanso vino de un buen partido, un gol a último minuto o simplemente de compartir con ustedes. Más que equipos, fueron parte fundamental de esta etapa.

Gracias a todos por ser parte de este camino. Esta carrera la terminé con esfuerzo propio, sí, pero también con el cariño, el empuje y la compañía de cada uno de ustedes. Me quedo con eso, y lo valoro profundamente.

Índice de contenidos

Índice de contenidos **I**

Índice de figuras **IV**

Índice de tablas **VIII**

Resumen **1**

1. Introducción **2**

2. Fundamentos de los sistemas eólicos y del generador doblemente alimentado **5**

2.1. Elementos de un turbina eólica 6
2.2. Principios del funcionamiento de una turbina eólica. 7
2.3. Generador de inducción doblemente alimentado. 11
2.3.1. Modelo matemático de la máquina 11
2.3.2. Modos de operación 13
2.4. Control aplicado a los inversores en sistemas eólicos 14
2.4.1. Tipo de inversor 14
2.4.2. Tipo de modulación 16
2.5. Simulación de la operación del DFIG en modo subsincrónico y supersincrónico 17
2.5.1. Operación subsincrónico 18
2.5.2. Operación supersincrónico 19

3. Controles de los inversores en sistemas eólicos y su operación **21**

3.1. Inversor del lado del rotor 22
3.2. Inversor del lado de la red 23
3.3. Control predictivo directo de par y flujo 23
3.3.1. Respuesta del control predictivo de par y flujo bajo simulación . . . 27
3.3.2. Control del factor de potencia del estator 29
3.3.2.a. Respuesta del control de factor de potencia en el estator 30
3.4. Control predictivo de potencia activa y reactiva 31
3.4.1. Respuesta del control predictivo de potencia bajo simulación 35
3.4.2. Composición del filtro LCL 36
3.4.3. Respuesta del filtro LCL 38
3.4.4. Control de tensión del enlace DC 39
3.4.4.a. Respuesta del control del enlace DC 40

4. Control grid formind de tipo máquina sincrónica virtual 41
4.1. Referencia de potencia activa para sistema de control grid forming 42
4.1.1. Seguimiento del punto de máxima potencia 42
4.1.1.a. Respuesta del esquema de control MPPT 44
4.1.2. Seguimiento del punto de potencia de referencia 46
4.1.2.a. Respuesta del esquema de control RPPT 48
4.2. Esquema de control de máquina sincrónica virtual 50
4.2.1. Modelo de control dinámico de una máquina sincrónica 50
4.2.2. Modelo de control tipo máquina sincrónica virtual 52
4.3. Control de potencia activa por estatismo 56
4.3.1. En estado estacionario 57
4.3.2. En estado dinámico 59
4.4. Definición del par de referencia inercial 63

5. Escenarios de operación y resultados 66
5.1. Sistema eléctrico de pruebas 67
5.2. DFIG operando mediante esquema de control GFL 68
5.2.1. Operación con viento constante y cambios en la demanda 68
5.2.2. Operación solo considerando la variabilidad del viento 71
5.2.3. Operación considerando la variabilidad del viento y cambios en la demanda 76
5.3. DFIG operando mediante esquema de control GFM 78
5.3.1. Operación con viento constante y cambios en la demanda para distintas inercias virtuales 78
5.3.2. Operación solo considerando la variabilidad del viento para distintas inercias virtuales 87
5.3.3. Operación considerando la variabilidad del viento y cambios en la demanda para distintos valores de inercia virtual 93

6. Análisis y discusión 102

7. Conclusiones 109

Apéndices 116

A: Información de los elementos del sistema 116
A.1. Datos de los elementos del circuito eléctrico de la unidad de generación eólica 116
A.2. Bases del sistema en por unidad 117

B: Desarrollo del modelo P-DTC 118
B.1. Calculo de la estimación del par en el instante $k+1$ 118
B.2. Calculo de la estimación del flujo del rotor en el instante $k+1$ 119
B.3. Código implementado en simulación 120
B.4. Parámetros del control PI del lazo de control del factor de potencia del estator 122

C: Desarrollo del modelo P-DPC **123**
C.1. Calculo de la estimación de la potencia activa y reactiva en la red en el instante $k+1$ 123
C.2. Código implementado en simulación 125
C.3. Calculo de los parámetros del filtro LCL del sistema 127
C.4. Parámetros del control PI del lazo de control de la tensión del enlace DC 129

D: Desarrollo del esquema de control MPPT y RPPT **130**
D.1. Código implementado en simulación 130

E: Desarrollo del esquema de control VSM **133**
E.1. Determinación de las constantes dinámicas virtuales del modelo 133
E.2. Relación entre el par electromagnético virtual y el par de reserva virtual . 134
E.3. Control en espacio de estado para el control por estatismo 134
E.4. Código implementado en simulación 136

F: Comportamiento de las variables en los escenarios de operación **140**
F.1. DFIG con GFL operando solo considerando la variabilidad del viento . . 140
F.2. DFIG con VSM operando solo considerando la variabilidad del viento . . 143

Índice de figuras

2.1. Componentes de una turbina eólica. 7
2.2. Variación del C_p en función de λ para distintos ángulos de paso β. 9
2.3. Superficie tridimensional que representa la variación del C_p en función de λ y β. 9
2.4. Regiones de operación de una turbina eólica en función de la velocidad del viento. 10
2.5. Diagrama del circuito equivalente de un DFIG en referencia arbitraria. . 12
2.6. Modos de operación del DFIG en sus 4 cuadrantes [25]. 13
2.7. Inversor de dos niveles con IGBT y diodo. 15
2.8. Vectores de tensión para un inversor de dos niveles. 15
2.9. Circuito eléctrico de la unidad de generación eólica. 17
2.10. Balance de potencia condición subsincrónico. 18
2.11. Flujos de potencia para le caso subsincrónico. 19
2.12. Balance de potencia condición supersincrónico. 19
2.13. Flujos de potencia para le caso supersincrónico. 20

3.1. Horizonte de predicción en el sistema de control predictivo [24]. 24
3.2. Algoritmo predictivo DTC para un instante posterior. 25
3.3. Modelo esquemático del sistema para predecir las variables $T_e(k+1)$ y $\vec{\psi}_{rs}(k+1)$. 27
3.4. Respuesta del sistema ante variaciones escalonadas de par con flujo constante. 28
3.5. Respuesta del sistema ante variaciones escalonadas de flujo con par constante. 29
3.6. Lazo de control del factor de potencia del estator en el dominio de Laplace. 29
3.7. Seguimiento del factor de potencia en el estator y su impacto en el flujo del rotor. 30
3.8. Modelo esquemático del circuito para predecir las variables $p_g(k+1)$ y $q_g(k+1)$. 32
3.9. Algoritmo predictivo de primer orden para DPC. 34
3.10. Simulación del seguimiento de potencia activa y reactiva con variaciones en la referencia de potencia activa. 35
3.11. Simulación del seguimiento de potencia activa y reactiva con variaciones en la referencia de potencia reactiva. 36
3.12. Efecto del filtro LCL en la reducción de armónicos. 39
3.13. Lazo de Control de la tensión del enlace DC en el dominio de Laplace. . . 39
3.14. Respuesta del control de tensión del enlace DC del inversor. 40

4.1. Extracción de potencia de la turbina eólica frente a la velocidad angular de la turbina, para un ángulo de ataque fijo. 43
4.2. Esquemas de control del aerogenerador. 44
4.3. Respuesta de la potencia mecánica de la turbina frente al perfil de viento variable. 45
4.4. Comportamiento del ángulo de paso y el coeficiente de potencia ante variaciones del viento. 45
4.5. Velocidad del eje del generador como respuesta a la acción del control MPPT. 45
4.6. Esquema de control del seguimiento del punto de potencia de referencia para establecer las reservas del sistema. 47
4.7. Comparación de la potencia generada bajo estrategias MPPT y RPPT. . 48
4.8. Porcentaje de reserva activa disponible. 49
4.9. Variación del ángulo de paso bajo la estrategia RPPT. 49
4.10. Modelo dinámico simple del rotor de una máquina sincrónica [15]. 51
4.11. Modelo de control de frecuencia de una unidad hidroeléctrica simple [15]. 52
4.12. Dinámica de una máquina sincrónica virtual de masa única con lazo de sincronización de par para un generador virtual en libre rotación [5]. . . . 53
4.13. Curva de control por estatismo activo con banda de tolerancia $\Delta\omega_g = 0.004$ [pu]. 58
4.14. Esquema del control por estatismo en régimen estacionario 59
4.15. Esquema de control por estatismo en estado dinámico 62
4.16. Esquema de control de máquina sincrónica virtual. 63
4.17. Resumen de los controladores del sistema. 65

5.1. Esquema de simulación del sistema de prueba compuesto por sistema eólico operando en modo GFL o GFM, conectado a una red representada por un sistema equivalente inercial con control basado en la ecuación de oscilación. 67
5.2. Respuesta de la frecuencia del sistema ante aumentos de carga del 5 %, 10 % y 15 % en operación GFL con viento constante. 69
5.3. Evolución temporal del ROCOF ante distintos incrementos de carga en un sistema GFL con viento constante. 70
5.4. Comportamiento del par electromagnético, mecánico y de referencia bajo una perturbación de carga del 15 % con GFL. 71
5.5. Comportamiento dinámico de las potencias del sistema bajo una perturbación en la carga del 15 % con GFL. 71
5.6. Espectro de frecuencia del perfil de viento y comparación entre la señal original y la filtrada. 72
5.7. Frecuencia del sistema con GFL ante viento variable. 73
5.8. ROCOF del sistema con GFL ante viento variable 74
5.9. Respuesta del par en el aerogenerador con GFL ante viento variable. . . . 74
5.10. Velocidad angular del rotor bajo viento variable 75
5.11. Comportamiento dinámico de las potencias activas para el sistema con GFL ante viento variable. 75
5.12. Frecuencia del sistema con GFL ante viento variable y cambios en la demanda. 76
5.13. ROCOF del sistema con GFL ante viento variable y cambios en la demanda. 77

5.14. Frecuencia del sistema bajo control GFM ante un aumento del 5 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 78
5.15. ROCOF del sistema bajo control GFM ante un aumento del 5 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 79
5.16. Frecuencia del sistema bajo control GFM ante un aumento del 10 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 79
5.17. ROCOF del sistema bajo control GFM ante un aumento del 10 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 80
5.18. Frecuencia del sistema bajo control GFM ante un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 80
5.19. ROCOF del sistema bajo control GFM ante un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 81
5.20. Comportamiento dinámico del par electromagnético referencia virtual, referencia RPPT, angulo de carga y angulo de carga virtual, para un aumento del 15 % de la demanda y $H_{\mathrm{v}} = 5$ s. 82
5.21. Componentes del par en el sistema con control VSM ante un aumento del 15 % en la demanda, los cuales forman parte de la ecuación de oscilación virtual del generador virtual. 83
5.22. Evolución de los pares virtuales ante un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. 84
5.23. Comportamiento dinámico de la velocidad angular virtual antes un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual. . 85
5.24. Evolución de los pares virtuales ante un aumento del 5 %, 10 % y 15 % en la demanda, para una inercia virtual igual a 5 s. 86
5.25. Evolución de las potencias activas durante un aumento del 15 % en la demanda, para una inercia virtual igual a 5 s. 86
5.26. Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL. 88
5.27. Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual. 88
5.28. Comportamiento del par electromagnético, mecánico, par de referencia VSM, referencia del esquema RPPT y los ángulos de carga bajo un perfil de viento variable con una inercia virtual de 5 s. 89
5.29. Dinámica de la velocidad del rotor ante un perfil de viento variable para distintos niveles de inercia virtual. 89
5.30. Evolución temporal del coeficiente de amortiguamiento virtual bajo un perfil de viento variable para distintos niveles de inercia virtual. 90
5.31. Pares virtuales del modelo VSM bajo un perfil de viento variable, considerando distintos niveles de inercia virtual. 91
5.32. Velocidad angular virtual para distintos valores de inercia virtual bajo condición de viento variable. 92
5.33. Comportamiento dinámico de las potencias activas para el sistema con GFM ante viento variable. 92
5.34. Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s. 93

5.35. Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s. 94
5.36. Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s. 94
5.37. Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s. 95
5.38. Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s. 96
5.39. Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s. 96
5.40. Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable, para $H_v = 5$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s. . . . 97
5.41. Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para, para $H_v = 15$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s. . . 98
5.42. Comportamiento del par de referencia del VSM y del ángulo de carga virtual bajo un perfil de viento variable, considerando una inercia virtual de 5 s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 25$ s. 98
5.43. Evolución temporal del coeficiente de amortiguamiento virtual bajo un perfil de viento variable para $H_v = 5$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s. 99
5.44. Pares virtuales del modelo VSM bajo un perfil de viento variable para $H_v = 5$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s. . . . 99
5.45. Velocidad angular virtual para distintos valores de inercia virtual bajo condición de viento variable para $H_v = 5$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s. 100

1. Estimación de la planta para el control de potencia. 122
2. Corrientes del sistema con control GFL. 140
3. Comportamiento del angulo de paso con control GFL 140
4. Comportamiento de las magnitudes de las corrientes del sistema con control GFL. 141
5. Comportamiento de las tensiones del sistema con control GFL. 141
6. Comportamiento del flujo del rotor, factor de potencia y potencia reactiva con GFL. 142
7. Corrientes del sistema con control VSM y y $H_v = 5$ [s]. 143
8. Comportamiento de las magnitudes de las corrientes del sistema con control VSM y $H_v = 5$ [s]. 143
9. Comportamiento de las tensiones del sistema con control VSM y $H_v = 5$ [s]. 144
10. Comportamiento del flujo del rotor, factor de potencia y potencia reactiva con VSM y $H_v = 5$ [s]. 144
11. Comportamiento del angulo de paso con control VSM y $H_v = 5$ [s]. . . . 145

Índice de tablas

1. Notación utilizada en el desarrollo del modelo. X

2.1. Coeficientes de la ecuación exponencial para el cálculo del coeficiente de potencia [21]. 8
2.2. Los 4 modos de operación [25]. 13
2.3. Los 4 modos de operación (continuación de Tabla 2.2) [25]. 14
2.4. Estados de conmutación y vectores de tensión para un inversor de dos niveles. 16

4.1. Parámetros del modelo de control VSM 62

5.1. Parámetros del sistema equivalente inercial. 68
5.2. Indicadores de frecuencia para distintos incrementos de carga con GFL y viento constante. 69
5.3. Indicadores de ROCOF para distintos incrementos de carga con GFL y viento constante. 70
5.4. Tiempos y frecuencias extremas del sistema con GFL bajo perturbación por viento variable. 73
5.5. Tiempos y valores extremos del ROCOF para el caso con GFL ante viento variable. 74
5.6. Indicadores de frecuencia para distintos incrementos de carga con GFL y viento variable. 77
5.7. Indicadores de ROCOF para distintos incrementos de carga con GFL y viento variable. 77
5.8. Indicadores de frecuencia bajo control GFM ante un aumento del 5 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual. 79
5.9. Valores extremos de ROCOF ante un aumento del 5 % en la demanda para los distintos valores de inercia virtual. 79
5.10. Indicadores de frecuencia bajo control GFM ante un aumento del 10 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual. 80
5.11. Valores extremos de ROCOF ante un aumento del 10 % en la demanda para los distintos valores de inercia virtual. 80
5.12. Indicadores de frecuencia bajo control GFM ante un aumento del 15 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual. 81
5.13. Valores extremos de ROCOF ante un aumento del 15 % en la demanda para los distintos valores de inercia virtual. 81
5.14. Indicadores de la velocidad angular virtual ante un aumento del 15 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual. 85

5.15. Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual. 88
5.16. Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable. 89
5.17. Valores extremos de la velocidad angular virtual ante un perfil de viento variable. 92
5.18. Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s. 94
5.19. Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s. 94
5.20. Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s. 95
5.21. Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s. 95
5.22. Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s. 96
5.23. Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s. 96
5.24. Comparación de los indicadores de frecuencia del sistema bajo viento variable, considerando $H_{\mathrm{v}} = 5\,\mathrm{s}$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 25\,\mathrm{s}$. 97
5.25. Comparación de los valores extremos del ROCOF bajo condición de viento variable, considerando $H_{\mathrm{v}} = 5\,\mathrm{s}$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 25\,\mathrm{s}$. 98
5.26. Valores extremos de la velocidad angular virtual ante un perfil de viento variable, considerando $H_{\mathrm{v}} = 5\,\mathrm{s}$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25\,\mathrm{s}$. 100

1. Parámetros nominales de la Máquina. 116
2. Parámetros del enlace DC. 116
3. Parámetros del filtro LCL. 117
4. Parámetros de la turbina. 117
5. Bases utilizadas para la normalización en pu. 117
6. Ganancias del control del factor de potencia. 122
7. Coeficientes de las plantas del sistema $H_g(s)$ y $H_{rec}(s)$. 124
8. Coeficientes de las plantas del sistema $H_g(z)$ y $H_{rec}(z)$ 125
9. Valores del sistema para diseñar el filto LCL. 128
10. Valores de las inductancias y capacitancia del filtro LCL. 128
11. Valores del filtro LCL. 129
12. Ganancias del control de tensión del enlace DC. 129

Nomenclatura

Tabla 1: Notación utilizada en el desarrollo del modelo.

Símbolo	Descripción
1. Variables eléctricas y de máquina	
$\vec{v}_s$, $\vec{v}_r$	Tensión del estator y rotor.
$\vec{i}_s$, $\vec{i}_r$	Corriente del estator y rotor.
$\vec{\psi}_s$, $\vec{\psi}_r$	Flujo del estator y rotor.
R_s, R_r	Resistencia del estator y rotor.
L_s, L_r, L_m	Inductancias del estator, rotor y mutua.
L_{ls}, L_{lr}	Inductancias de dispersión del estator y rotor.
C_{dc}	Capacitancia del bus DC.
p	Número de pares de polos.
p_s	Potencia activa instantánea del estator.
p_r	Potencia activa instantánea del rotor.
ω_s	Velocidad angular sincrónica.
T_s	Tiempo de muestreo.
2. Control predictivo de par	
$\vec{v}_{rs}$, $\vec{i}_{rs}$	Tensión y corriente del rotor referidas al estator.
T_e, T_e^*	par electromagnético y su referencia.
$\vec{\psi}_{rs}$, $\vec{\psi}_{rs}^*$	Fasor espacial del enlace de flujo del rotor, expresado en coordenadas del estator y su referencia.
fp_s,fp_s^*	Factor de potencia del estator y su referencia.
$g_i^{T_e,\psi_r}$	Función objetivo del control predictivo de par.
k_{T_e}, $k_{\psi_{rs}}$	Pesos del error de par y flujo.
v_{dc}, v_{dc}^*	Tensión del enlace DC y su referencia.
S_{RSI}	Estados de conmutación del inversor del lado del rotor.
3. Control predictivo de potencia	
p_g, p_g^*	Potencia activa hacia la salida del filtro LCL y su referencia.
q_g, q_g^*	Potencia reactiva hacia la salida del filtro LCL y su referencia.
$g_i^{p,q}$	Función objetivo del control predictivo de potencia.
k_p, k_q	Pesos de la función objetivo para potencia activa y reactiva.
$\vec{i}_g$, $\vec{i}_{\text{rec}}$	Corriente a la salida y entrada del filtro LCL.
$\vec{v}_c$, $\vec{v}_g$, $\vec{v}_{\text{rec}}$	Tensiones del condensador, salida y entrada del filtro LCL.
L_f, L_g	Inductancias de entrada y salida del filtro filtro LCL.
R_f, R_g	Resistencias de entrada y salida del filtro LCL.

Continúa en la siguiente página

Símbolo	Descripción
C_c	Capacitancia del filtro LCL.
R_c	Resistencia del condensador del filtro LCL.
f_0, f_{sw}	Frecuencia fundamental y frecuencia de conmutación.
f_r, ω_r	Frecuencia y velocidad angular de resonancia del filtro LCL.
S_{GSI}	Estados de conmutación del inversor del lado de la red.
4. Control MPPT y RPPT	
p_t, $\overline{p}_t^*$	Potencia de la turbina y su referencia.
$p_{t,\text{ins}}$, $p_{t,\text{rel}}$	Potencia instantánea y relativa de la turbina.
C_p, $\hat{C}_p$, $C_{p,opt}$	Coeficiente de potencia, estimado y óptimo.
λ, λ_{opt}	Relación de la velocidad de punta y su valor óptimo.
β, β^*, β_{opt}	Ángulo de paso, referencia y optimo.
τ_β	Constante de tiempo del servomotor del sistema de control del ángulo de paso.
ω_t, ω_m, ω_{opt}	Velocidad angular de turbina, rotor y óptima.
T_m, T_t, $\overline{T}_t$	Par mecánico, de turbina y limitado.
$\overline{T}_e^*$	Par electromagnético de referencia limitado.
$\dot{T}_{t,\text{máx}}$	Tasa máxima de cambio del par de la turbina.
v_w, $v_{\text{cut-in}}$, $v_{\text{cut-out}}$, v_n	Velocidades del viento, entrada, salida y nominal.
G, r_t	Relación de la caja de cambios y radio del rotor de la turbina.
ρ	Densidad del aire.
5. Variables virtuales del modelo VSM	
$T_{t,\text{v}}$, $T_{e,\text{v}}$, $T_{d,\text{v}}$	Pares virtuales de turbina, eléctrico y amortiguamiento.
$T_{e,\text{v}}^*$	Par electromagnético virtual de referencia.
T_{vsm}^*	Par electromagnético de referencia del control VSM.
H_v	Inercia virtual.
D_v	Amortiguamiento virtual.
$K_{m,\text{v}}$	Constante sincronizante virtual.
δ_v	Ángulo de carga virtual.
δ_{vsm}	Ángulo de carga del control VSM.
$\phi_{m,\text{v}}$, $\phi_{e,\text{v}}$	Ángulo mecánico y eléctrico virtual del control VSM.
$\omega_{m,\text{v}}$	Velocidad angular virtual.
ω_g, $\Delta\hat{\omega}_g$	Velocidad angular de la red y estimación de la desviación.
$\omega_{b,e}$, $\omega_{b,m}$	Bases de velocidad eléctrica y mecánica.
k_d, $\Delta\omega_g$	Constante y desviación para activación del control por estatismo.
$\overline{p}_d^*$, $p_{d,\text{din}}^*$, $p_{d,\text{max}}$	Potencia de reserva de referencias estacionaria, dinámica y límite máximo.

Resumen

El crecimiento sostenido de las energías renovables ha implicado el reemplazo progresivo de la generación convencional, lo que conlleva una reducción significativa de la inercia rotacional presente en los sistemas eléctricos, afectando la capacidad de amortiguar perturbaciones en la red. En este contexto, se incrementa la necesidad de estrategias de control que permitan mantener la estabilidad del sistema ante eventos dinámicos. Esta memoria aborda el diseño, implementación y evaluación de un esquema de control de tipo *grid forming* (GFM, por sus siglas en inglés), basado en el concepto de máquina sincrónica virtual (VSM, por sus siglas en inglés *Virtual Synchronous Machine*), aplicado a una turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por *Doubly Fed Induction Generator*).

La solución propuesta se basa en un modelo de control detallado que integra lazos predictivos de par (P-DTC, por sus siglas en inglés *Predictive Direct Torque Control*), el cual se acopla al esquema VSM mediante la referencia de par electromagnético que se construye a partir de este esquema de control propuesto, el modelo emula la dinámica inercial de una máquina sincrónica a través de una ecuación de oscilación virtual, que además incorpora un sistema de reserva de potencia habilitado mediante un control por estatismo. Dicha reserva se genera al operar el sistema bajo un esquema de seguimiento de punto de referencia de potencia (RPPT, por sus siglas en inglés *Reference Power Point Tracking*). De forma complementaria, se implementa un lazo de control predictivo de potencia (P-DPC, por sus siglas en inglés *Predictive Direct Power Control*) en el inversor del lado de la red, considerando un filtro LCL.

Mediante simulaciones en escenarios con perturbaciones escalonadas en la demanda y un perfil de viento variable, se demuestra que el esquema GFM propuesto mejora sustancialmente la respuesta dinámica del sistema, logrando reducir la severidad de la caída de frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés *Rate of Change of Frequency*), en comparación con un esquema convencional *grid following* (GFL, por sus siglas en inglés). Además, se cuantifica el efecto de distintos niveles de inercia virtual, evidenciando mejoras en estabilidad a costa de una respuesta más lenta producto del efecto amortiguador inducido. Finalmente, se discuten las limitaciones operativas del modelo propuesto ante eventos severos y se plantean futuras líneas de investigación orientadas a ajustar dinámicamente los parámetros del control, como la inercia virtual, según las condiciones operativas del sistema.

Capítulo 1

Introducción

En la actualidad, la red eléctrica presenta desafíos en su planificación y operación debido al retiro de generadores sincrónicos producto de la transición energética que se lleva a cabo [1], la cual se relaciona con el aumento de la generación de energía eléctrica mediante recursos basados en inversores (IBRs, en sus siglas en inglés *Inverter Based Resources*), como son las turbinas eólicas, paneles solares fotovoltaicos y baterías [2]. El problema se origina, ya que al retirar unidades sincrónicas en un sistema que está diseñado desde un principio para operar en su totalidad con este tipo de máquinas y sistemas motrices (turbinas), se pierden los atributos intrínsecos que estos aportan al sistema, como son el soporte de frecuencia, tensión e inercia, obteniendo una red más susceptible a la inestabilidad transitoria [2]. Por tanto, los IBRs que se incorporan a la red eléctrica deben ser capaces de proporcionar estas características al sistema con la finalidad de preservar la estabilidad y confiabilidad de la red [1][2]. En este contexto los inversores basados en la tecnología *grid forming* (GFM, por sus siglas en inglés) surgen como solución para abordar los actuales desafíos mencionados, debido a su capacidad de replicar propiedades inherentes de las Máquinas Sincrónicas (MS) [3].

Sin embargo, las estrategias de control que están mayormente implementadas en los IBRs hoy en día se basan en el concepto de control *grid following* (GFL, por sus siglas en inglés) [2][4], el cual consiste básicamente en ver al inversor con un comportamiento similar al de una fuente de corriente para seguir la frecuencia de la red por medio de una rápida sincronización [5]. Esto es válido en el caso en que se mantenga una señal fuerte de tensión y frecuencia impuesta por MS que permitan a los inversores sincronizarse [2]. Por ende, en el marco de la transición energética, donde en la medida de lo posible se irán retirando estas unidades, los IBRs con GFL serán más susceptibles a sufrir la inestabilidad del convertidor [2]. De acuerdo a esto, es necesario que se implementen otras tecnologías y estrategias de control como se menciona anteriormente conocidas como GFM, debido a la capacidad que presenta de emular a una MS o fuente de tensión para formar la amplitud y frecuencia de la tensión de la red, lo cual permite mejorar el margen de estabilidad del sistema ante perturbaciones en el balance de la generación y demanda [4][5]. Desde el punto de vista de la inercia del sistema, el hecho de implementar este tipo de estrategia permite una inercia virtual similar a la inercia que proporcionan las MS, lo cual limita la tasa de cambio de frecuencia luego de un desequilibrio de potencia [5].

En este trabajo, se busca aplicar la tecnología de inversores GFM en sistemas eólicos con máquinas de inducción doblemente alimentadas, ya que estas son ampliamente utili-

zadas para la generación de energía renovable en sistemas de velocidad variable, lo que mejora la eficiencia y el control del sistema eólico [6]. En la literatura, uno de los tipos de estrategias que se observan en turbinas eólicas bajo este tipo de máquinas se basan en el principio de "Virtual Synchronous Machine" o "Virtual Synchronous Generator" (VSG, por sus siglas en ingles), ambos consisten en aplicar la segunda Ley de Newton dentro del esquema de control, principio que está presente en las MS [7][8]. Sin embargo, también es común ver este concepto aplicado a los inversores que se ubican desde el punto de vista de la red como en sistemas de generación fotovoltaico y de almacenamiento de energía en baterías [7][9]. En lo que respecta a sistemas eólicos, este esquema de control ha sido implementado por diversos autores para resolver problemáticas relacionadas con el soporte a la red bajo diferentes escenarios, como es el caso de [5] y [10-13]. Estos, difieren principalmente, en los esquemas de control interno, específicamente en el control de las variables electromagnéticas del DFIG, las prestaciones que otorgan para mantener la red estable ante contingencias y el enfoque que le aplican al sistema para emular el comportamiento de la máquina sincrónica (VSM o VSG), donde las principales diferencias radican en el grado de complejidad [4][7].

Con el objetivo de aplicar un sistema de control con mejores respuestas dinámicas y un enfoque más robusto, se opta por implementar la estrategia VSM. Esta técnica permite no solo emular de manera precisa las características de una máquina sincrónica real, como la inercia y el amortiguamiento, sino que también mejora la estabilidad del sistema frente a perturbaciones, al tiempo que facilita la integración de recursos renovables en la red eléctrica [7]. Esta estrategia facilita la corrección de desviaciones respecto a la velocidad sincrónica, emulando el comportamiento dinámico de los devanados amortiguadores internos de una MS real [5][14], donde la principal ventaja se refleja en los tiempos de respuesta, ya que el gobernador de una turbina real está sujeto a variables mecánicas con dinámicas más lentas, lo que perjudica un accionar más eficiente [5][15]. En cambio, mediante el VSM, el ajuste del gobernador es más flexible, ya que no está asociado a restricciones externas [5][14]. Esto permite seleccionar este parámetro de forma arbitraria para obtener una respuesta más eficaz y eficiente. Además, la inercia que presentan las MS en el modelo VSM se convierte en un parámetro ajustable, lo que otorga la posibilidad de optimizar las respuestas en cuanto al soporte de red, especialmente durante eventos de ROCOF [12].

Aunque el esquema VSM mejora la capacidad de emular el comportamiento de una MS, especialmente en términos de precisión y velocidad de respuesta del control interno para el soporte de frecuencia, tensión e inercia frente a contingencias [5], las exigencias en las capacidades del sistema continúan aumentando. Por tanto, es necesario perfeccionar esta estrategia de modo que permita aumentar la robustez del sistema eléctrico. A su vez, es de interés incorporar algoritmos de control predictivo en sistemas eólicos con DFIG para anticipar y responder a las perturbaciones de la red, aumentando la eficiencia de los sistemas eléctrico al obtener mejores respuestas dinámicas ante contingencias.

En conclusión, este documento se centra en el desarrollo e implementación de una estrategia de control tipo VSM que permita a sistemas eólicos con DFIG contribuir efectivamente al soporte de red. Esta capacidad se habilita mediante la operación del sistema bajo el esquema RPPT, el cual establece reservas de potencia al operar intencionadamente por debajo del punto de máxima extracción disponible en cada instante. A partir de esta reserva se define el par de la turbina virtual, el cual es regulado mediante un lazo de control por estatismo y se incorpora en la formulación de la ecuación de oscilación virtual. Esta ecuación emula el comportamiento dinámico de una máquina sincrónica, modelando

la evolución del par electromagnético en función de la inercia virtual, el amortiguamiento y el ángulo de carga. De este modo, el sistema es capaz de replicar propiedades inerciales de una máquina sincrónica real, permitiendo ajustar su respuesta dinámica mediante parámetros de control configurables.

La arquitectura de control propuesta se basa en técnicas predictivas: en el lado del rotor se implementa un esquema de control predictivo directo de par, mientras que en el lado de la red se utiliza un control predictivo directo de potencia, considerando un filtro LCL para mitigar armónicos en la corriente. Esta combinación de estrategias busca robustecer el desempeño del sistema de control, permitiéndole adaptarse eficientemente frente a variaciones en el recurso eólico y mejorar su respuesta ante condiciones dinámicas de operación.

La validación del esquema se realiza mediante simulaciones en escenarios representativos del sistema eléctrico, que incluyen perturbaciones escalonadas en la demanda y bajo un perfil de viento variables. Estas simulaciones permiten evaluar el comportamiento del sistema en términos de frecuencia, tasa de cambio de frecuencia y dinámica de los pares virtuales, analizando también el impacto de distintos niveles de inercia virtual. De este modo, se verifica la capacidad del modelo propuesto para mantener la estabilidad del sistema y mitigar los efectos de perturbaciones en entornos con baja o nula inercia física, propios de redes actuales con alta penetración de energías renovables.

Capítulo 2

Fundamentos de los sistemas eólicos y del generador doblemente alimentado

Los sistemas de generación eólica se han consolidado como una de las tecnologías más relevantes en la transición hacia fuentes de energía renovable, gracias a su capacidad para generar electricidad limpia y sostenible. Estos sistemas están conformados por diversos elementos que trabajan de manera coordinada para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, la cual se inyecta en los sistemas eléctricos y se distribuye hacia los centros de consumo. Entre los componentes clave para la generación eólica se encuentra el generador, siendo el DFIG uno de los más utilizados debido a las ventajas que ofrece en comparación con otros tipos de generadores, como su capacidad para operar a velocidades variables y su alta eficiencia en la conversión de energía.

De acuerdo con lo anterior, es fundamental comprender el modelo matemático y los modos de operación del generador para evaluar su desempeño bajo diferentes condiciones y maximizar su eficiencia en aplicaciones de generación eólica. En este contexto, el uso de inversores adquiere una importancia crucial, ya que no solo complementan el funcionamiento del sistema, sino que también permiten gestionar de manera eficiente la energía captada del viento en la zona del aerogenerador, asegurando su conversión y entrega hacia el sistema eléctrico.

En este capítulo se presenta una descripción detallada de los principales componentes de un sistema eólico, con un enfoque particular en el modelo matemático del DFIG, sus modos de operación y el papel fundamental de los inversores, acompañado de una introducción técnica sobre su funcionamiento. Además, se complementa con una descripción de los modos de operación del generador a través de simulaciones. Esta base teórica es fundamental para los capítulos posteriores, donde se explorarán estrategias avanzadas de control, como los controles predictivos aplicados a los inversores, junto con esquemas adicionales que aseguren el funcionamiento óptimo del sistema bajo las condiciones deseadas. Con ello, se busca proporcionar una comprensión del funcionamiento y la operación de los sistemas eólicos.

2.1. Elementos de un turbina eólica

Las turbinas eólicas pueden clasificarse en diversos tipos según el nivel de potencia para el cual están diseñadas. Por lo tanto, presentan distintas dimensiones y configuraciones, que varían principalmente en el diseño de las palas. Estas diferencias en el diseño afectan factores como la eficiencia aerodinámica, la capacidad de captación de energía del viento [16]. Sin embargo, para evaluar el desempeño del control, se utiliza una turbina de eje horizontal con tres palas, ya que destacan por su alta eficiencia y porque son las más utilizadas en la industria, donde su estructura general junto a sus componentes principales se describe a continuación. Además, en la Figura 2.1 se muestran los componentes de la turbina en su disposición espacial [17][18].

- **Palas**: Son estructuras aerodinámicas diseñadas para capturar la energía del viento y convertirla en energía de rotación. La forma y el ángulo de las palas son cruciales para maximizar la eficiencia de la turbina.
- **Góndola**: Es la estructura que alberga los componentes mecánicos y eléctricos, incluidos el generador, el sistema de transmisión y otros sistemas auxiliares. La góndola está montada en la parte superior de la torre y gira según la dirección del viento para optimizar la captación de energía.
- **Rotor de la turbina**: Es el conjunto formado por las palas y el cubo, que se conecta al eje de baja velocidad y transfiere la energía mecánica generada por las palas hacia el sistema de transmisión. El rotor es fundamental en la conversión inicial de la energía eólica en energía mecánica.
- **Torre**: Estructura de soporte que eleva la góndola y las palas a una altura óptima, donde los vientos son más fuertes y estables. La torre soportar la carga estructural y las vibraciones generadas durante el funcionamiento de la turbina.
- **Generador**: Convierte la energía mecánica que llega desde el rotor, a través del sistema de transmisión, en energía eléctrica que se inyecta hacia la red. Usualmente se utilizan generadores de inducción cuando se emplean estrategias de control de velocidad fija o variable.
- **Caja de cambios**: Incrementa la velocidad de rotación proveniente del rotor para que el generador opere dentro de su rango deseable de velocidad.
- **Anemómetro**: Dispositivo que mide la velocidad y dirección del viento. Los datos recolectados por el anemómetro son utilizados para ajustar la posición de la turbina y optimizar su rendimiento.
- **sistema de orientación**: Este permite orientar la góndola de la turbina en dirección al viento, el cual es fundamental para mantener las palas alineadas con el viento y maximizar la captación de energía.

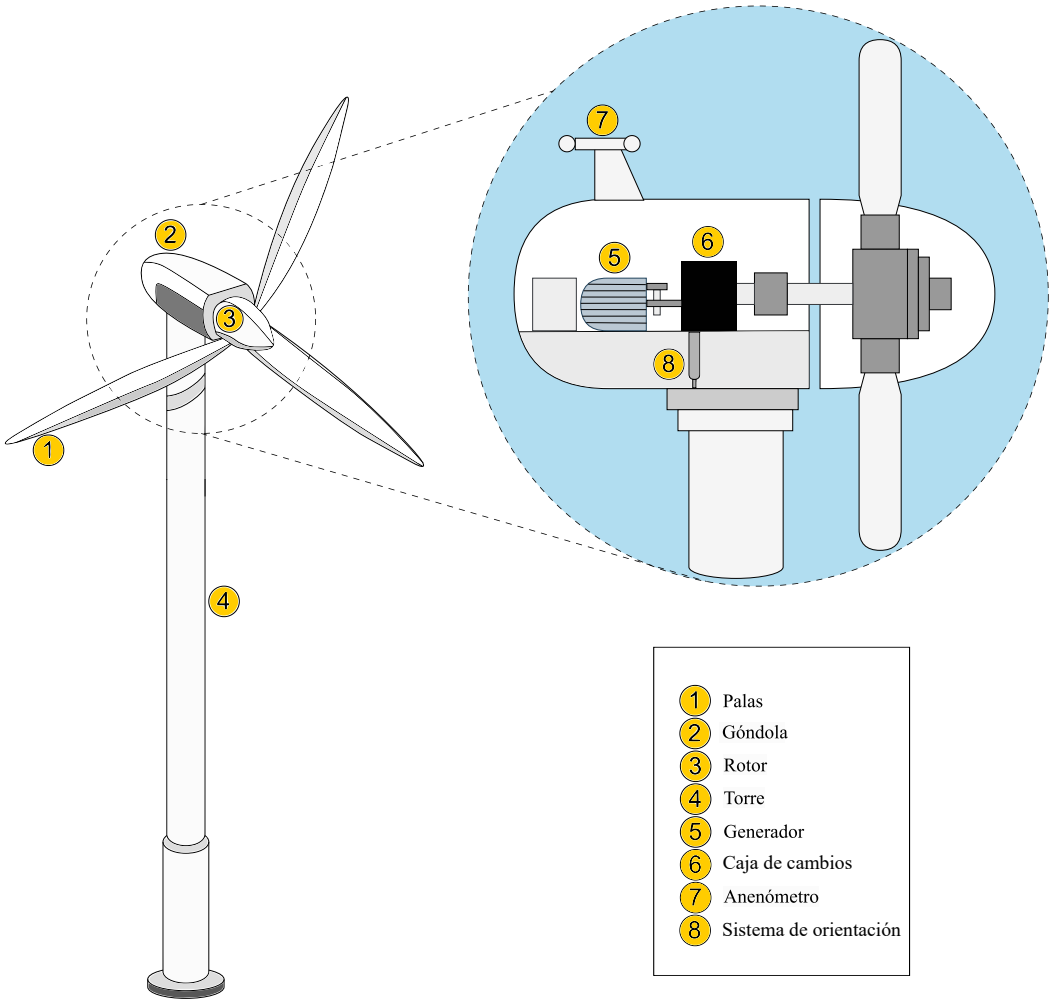


Figura 2.1: Componentes de una turbina eólica.

Dentro de los aspectos que se mencionan anteriormente no se presenta todo lo relacionado al proceso de control que posee internamente el aerogenerador. Específicamente, todo lo referido a la electrónica de potencia que hay detrás del control del generador.

2.2. Principios del funcionamiento de una turbina eólica.

El funcionamiento de una turbina eólica se basa en la extracción de la energía cinética del viento y su transformación en energía mecánica, que posteriormente se convierte en electricidad mediante un generador. La cantidad de energía generada se relaciona con el coeficiente de potencia (C_p), que determina qué fracción de la energía del viento puede convertirse en energía mecánica útil. Este coeficiente depende de múltiples factores, como la velocidad del viento, el diseño de las palas y el ángulo de paso (β).

A continuación, se detalla la ecuación que permite conocer la potencia que extrae la turbina del viento, la cual depende de la velocidad del viento, el área barrida por las palas del rotor, la densidad del aire y el coeficiente de potencia que se tiene en el instante de operación.

$$p_t = \frac{1}{2}\rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta) \tag{2.1}$$

Se evidencia en (2.1) que el rendimiento de una turbina eólica está influenciado por la relación de la velocidad de punta del álabe de la turbina (λ) que representa la relación entre la velocidad de la punta de las palas y la velocidad del viento, donde para cada λ existe un valor de C_p que permite transformar la potencia del viento en potencia mecánica.

$$\lambda = \frac{\omega_t r_t}{v_w} \tag{2.2}$$

El comportamiento del coeficiente de potencia normalmente es una curva que entrega cada fabricante de acuerdo al modelo de turbina. Aun así, es posible modelar el coeficiente de potencia en función de la relación de velocidad de punta y el ángulo de paso; para ello se utiliza una ecuación empírica ampliamente aceptada en la literatura técnica. En particular, la ecuación exponencial expuesta en [19] y [20] ha demostrado ser efectiva para representar el comportamiento de turbinas eólicas de velocidad fija y variable.

$$\hat{C}_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(\frac{-c_7}{\lambda_i} \right) \tag{2.3}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \left(\frac{1}{\lambda + c_8\beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \tag{2.4}$$

El parámetro λ_i es una variable auxiliar que depende de la relación de velocidad de punta del álabe y del ángulo de paso. Estos modelos permiten ajustar el comportamiento aerodinámico de la turbina para distintas condiciones de viento. En la Tabla se detallan los coeficientes de las ecuaciones descritas anteriormente.

Tabla 2.1: Coeficientes de la ecuación exponencial para el cálculo del coeficiente de potencia [21].

Parámetro	Heier	Turbinas Velocidad Fija	Turbinas Velocidad Variable
c_1	0.5	0.44	0.73
c_2	116	125	151
c_3	0.4	0	0.58
c_4	0	0	0.002
c_5	-	0	2.14
c_6	5	6.94	13.2
c_7	21	16.5	18.4
c_8	0.08	0	-0.02
c_9	0.035	-0.002	-0.003

En la Figura 2.2, se presenta el comportamiento del coeficiente de potencia estimado en función de la relación de velocidad de punta del álabe para distintos ángulos de paso. Se observa que el coeficiente de potencia alcanza su máximo para un valor determinado de λ cuando el ángulo de paso es bajo, es decir, para β igual a cero. No obstante, a medida que el ángulo de paso aumenta, la eficiencia aerodinámica se reduce progresivamente,

disminuyendo así la capacidad de captación de energía del viento. Este fenómeno se aprecia con mayor claridad en la Figura 2.3, donde se presenta una superficie tridimensional que describe la variación de C_p en función tanto de λ como de β. Se puede notar cómo la superficie se deforma a medida que se incrementa β, indicando una disminución progresiva del coeficiente de potencia conforme el ángulo de paso se incrementa. Este análisis permite visualizar el impacto directo del ángulo de paso en la eficiencia aerodinámica y resalta la necesidad de estrategias de control adecuadas para maximizar la extracción de energía del viento en diferentes condiciones operativas.

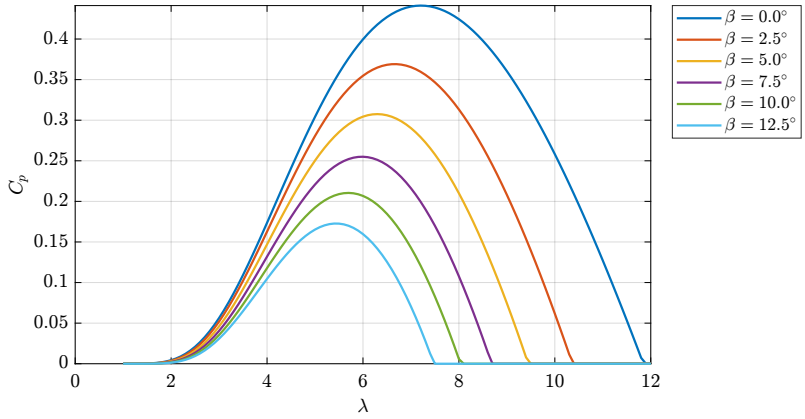


Figura 2.2: Variación del C_p en función de λ para distintos ángulos de paso β.

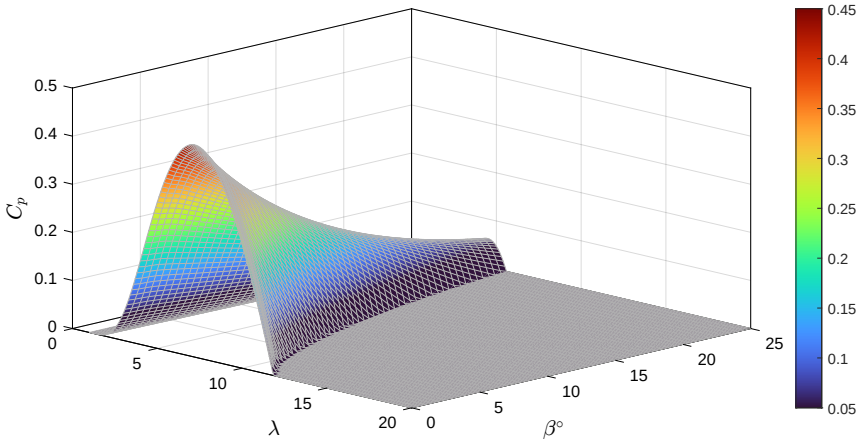


Figura 2.3: Superficie tridimensional que representa la variación del C_p en función de λ y β.

El funcionamiento de una turbina eólica se divide en cuatro regiones operativas en función de la velocidad del viento.

- **Región I** ($v_w < v_{\text{cut-in}}$): Sin generación de energía. La turbina permanece inactiva debido a la baja velocidad del viento.
- **Región II** ($v_{\text{cut-in}} < v_w < v_{\text{n}}$): Generación de potencia menor a la nominal. En esta región, se busca la máxima eficiencia aerodinámica para captar la mayor cantidad de energía posible.

- **Región III** ($v_{\text{n}} < v_w < v_{\text{cut-out}}$): Generación de potencia igual a la nominal. La turbina debe limitar su generación de potencia para evitar sobrecargas.
- **Región IV** ($v_w > v_{\text{cut-out}}$): Protección contra vientos extremos. La turbina se apaga para evitar daños estructurales.

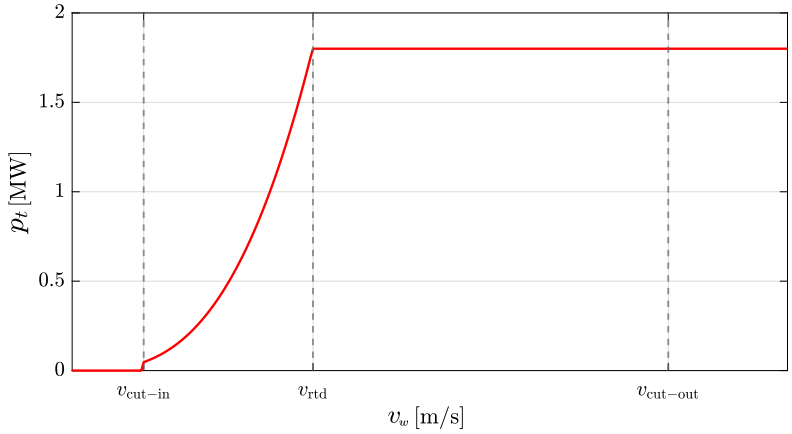


Figura 2.4: Regiones de operación de una turbina eólica en función de la velocidad del viento.

En la Figura 2.4, se representan estas regiones de operación, destacando los umbrales de velocidad que definen el comportamiento de la turbina. En particular, en la Región III se busca optimizar el coeficiente de potencia mediante el ajuste del ángulo de paso de las palas. Este mecanismo incrementa las pérdidas aerodinámicas de manera controlada, permitiendo mantener la potencia en su valor nominal. Para lograr esto, se emplea típicamente la estrategia del seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT, por sus siglas en inglés *Maximum Power Point Tracking*), la cual ajusta dinámicamente el ángulo de las palas con el objetivo de maximizar el coeficiente de potencia según las condiciones de viento presentes. En la Sección 4.1.1 del Capítulo 4 se detalla en profundidad este esquema de control.

Finalmente, un elemento importante dentro de la conversión electromecánica de energía es la caja de cambios que presenta el aerogenerador, ya que permite conectar el eje de la turbina, que gira a velocidades relativamente bajas, con el eje del generador, que requiere una velocidad mucho mayor para una conversión eficiente de energía. Por tanto, la caja de cambios permite esta adaptación mediante la relación de transmisión, que corresponde a la relación entre la velocidad angular del eje generador y de la turbina.

$$G = \frac{\omega_m}{\omega_t} \tag{2.5}$$

En el caso particular de la turbina empleada en este estudio, la relación de transmisión de la caja de cambios es $G = 113.1$, lo que indica que por cada revolución del rotor de la turbina, el generador realiza 113.1 revoluciones.

Por otro lado, considerado el principio de conservación de la energía, y asumiendo un sistema ideal, la potencia mecánica transmitida entre el rotor y el generador permanece constante. Por tanto, al considerar que la potencia mecánica depende directamente del

par y la velocidad angular, se establece una relación inversa entre los pares aplicados en ambos ejes, de modo que un incremento en la velocidad angular del generador implica una reducción proporcional del par en dicho eje respecto al del rotor de la turbina.

$$T_m = \frac{T_t}{G} \tag{2.6}$$

Esto implica que el par en el generador es menor que en el rotor de la turbina, pero la velocidad angular es mayor. En otras palabras, la caja de cambios reduce el par y aumenta la velocidad angular para optimizar el funcionamiento del generador. En la práctica, está no es 100 % eficiente debido a pérdidas mecánicas causadas por la fricción y el calentamiento. Algunas turbinas modernas de velocidad variable eliminan la caja de cambios y utilizan generadores de imanes permanentes, lo que reduce el mantenimiento y mejora la eficiencia.

2.3. Generador de inducción doblemente alimentado.

El DFIG es uno de los tipos de generadores más comunes en aplicaciones eólicas, debido a su capacidad de operar de manera eficiente en un amplio rango de velocidades de viento [6] [22]. Sin embargo, también se emplean otros tipos de máquinas en la generación de energía renovable a partir del viento, como el generador asíncrono de jaula de ardilla y el generador sincrónico de imanes permanentes. Cada uno de estos tiene configuraciones específicas para su funcionamiento, lo que implica distintas ventajas y desventajas en términos de eficiencia, control y mantenimiento [22].

Su configuración consta de la conexión a la red eléctrica de forma directa a través del estator mediante un transformador, mientras que el rotor está vinculado a un esquema de *back to back*, el cual incluye dos inversores uno en el lado del rotor, encargado de controlar las variables electromagnéticas de la máquina y otro en el lado de la red, responsable de regular el flujo de potencia que circula por el rotor a través del control del enlace DC que ambos inversores comparten. La salida del esquema *back to back* se acopla al transformador, donde comúnmente se emplea uno de tres devanados para conectar el DFIG al punto común de conexión (PCC, por sus siglas en inglés *Point of Common Coupling*) [18] [22]. Cabe destacar que, para el presente trabajo se opta por controlar las variables electromagnéticas del par y el flujo del rotor como se explica en el capítulo siguiente, donde además se dan a conocer otros enfoques de control. En lo que respecta al DFIG los datos se presentan en la Tabla 1 del Apéndice A.1.

2.3.1. Modelo matemático de la máquina

El modelo matemático de la máquina se representa mediante el circuito equivalente que se muestra en la Figura 2.5, el cual se encuentra referido al estator y presenta una formulación bajo un sistema de referencia arbitrario, ya que existen diferentes sistemas de referencia que se pueden emplear para trabajar las ecuaciones de la máquina [23]. Estos se presentan a continuación.

- **Referencia solidaria al estator**: Con $\theta_x = 0$ y $\omega_x = 0$, en este sistema las variables se mantienen estacionarias respecto al estator.

- **Referencia solidaria al rotor**: Definida por $\theta_x = \theta$ y $\omega_x = \omega_m$, esta referencia permite observar las variables eléctricas en un marco en el que el rotor permanece fijo.
- **Referencia sincrónica**: En esta referencia, $\theta_x = \theta$ y $\omega_x = \omega_s$, se sigue la velocidad sincrónica del sistema.

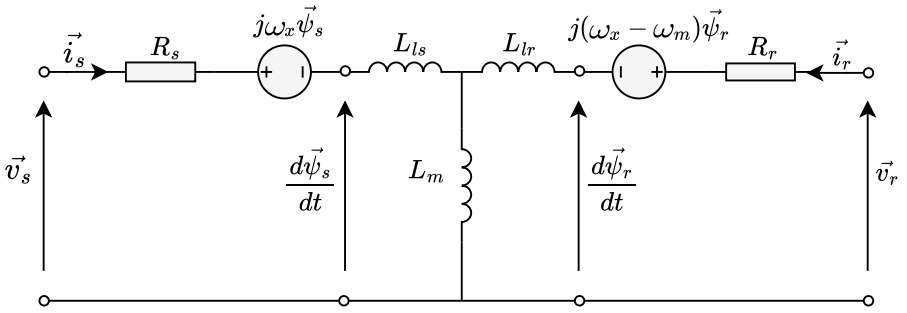


Figura 2.5: Diagrama del circuito equivalente de un DFIG en referencia arbitraria.

Para el desarrollo de las ecuaciones, se utiliza la transformación conservativa en magnitud (2.7), la cual permite representar las variables temporales de entrada de los sistemas de control, mediante fasores espaciales. Este enfoque se aplica tanto al control predictivo directo de par como al control predictivo directo de potencia. Además, por medio de (2.8) y (2.9) se transforma un fasor espacial referido al rotor hacia el sistema de referencia solidario con el estator.

$$x = \frac{2}{3}\left(x_a + x_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + x_c e^{j\frac{4\pi}{3}}\right) = x_\alpha + j x_\beta \tag{2.7}$$

$$\frac{\mathrm{d}\theta}{\mathrm{d}t} = p\omega_m \tag{2.8}$$

$$\vec{x}_{rs} = \vec{x}_r e^{j\theta} \tag{2.9}$$

Por tanto, para el desglose de las ecuaciones se emplea la referencia solidaria al estator para representar las ecuaciones que modelan el comportamiento dinámico de la máquina (2.10) a (2.14) [23][24]. Estas son fundamentales para el diseño del control predictivo de par y flujo del rotor que se desarrolla en la Sección 3.3 del Capítulo 3.

$$\vec{v}_s = R_s\vec{i}_s + \frac{\mathrm{d}\vec{\psi}_s}{\mathrm{d}t} \tag{2.10}$$

$$\vec{v}_{rs} = R_r\vec{i}_{rs} + \frac{\mathrm{d}\vec{\psi}_{rs}}{\mathrm{d}t} - jp\omega_m\vec{\psi}_{rs} \tag{2.11}$$

$$\vec{\psi}_s = L_s\vec{i}_s + L_m\vec{i}_{rs} \tag{2.12}$$

$$\vec{\psi}_{rs} = L_r \vec{i}_{rs} + L_m \vec{i}_s \tag{2.13}$$

$$T_e = \frac{2}{3} p L_m (\vec{i}_{rs} \times \vec{i}_s) \tag{2.14}$$

2.3.2. Modos de operación

Respecto a los puntos de operación, existen cuatro modos diferentes, determinados principalmente por la velocidad de giro del rotor y la dirección del par que ejerce la carga acoplada al eje de la máquina. Estos modos influyen directamente en el comportamiento de las potencias que fluyen a través del estator y del rotor, lo que provoca cambios en su sentido dependiendo del cuadrante de operación en el que se encuentre el sistema. La Figura 2.6 ilustra la relación entre estas variables y su correspondencia con los distintos cuadrantes de operación.

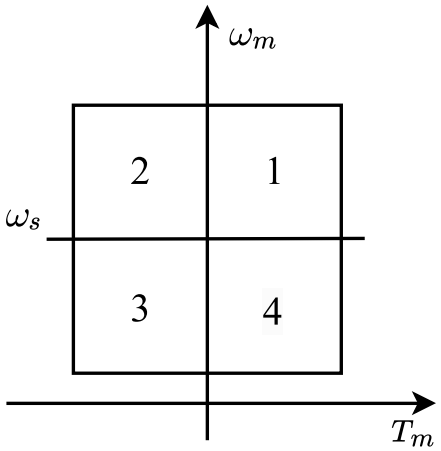


Figura 2.6: Modos de operación del DFIG en sus 4 cuadrantes [25].

A partir de la figura anterior, se extrae la información que se presenta en las Tablas 2.2 y 2.3, donde se explica cómo varían los flujos de potencia en torno a la máquina en función de la velocidad aplicada y el sentido en cual se aplica el par mecánico al eje.

Tabla 2.2: Los 4 modos de operación [25].

	Modo	Velocidad
1	Motor $T_m > 0$	Supersincrónica $\omega_m > \omega_s$
2	Generador $T_m < 0$	Supersincrónica $\omega_m > \omega_s$
3	Generador $T_m < 0$	Subsincrónica $\omega_m < \omega_s$
4	Motor $T_m > 0$	Subsincrónica $\omega_m < \omega_s$

Tabla 2.3: Los 4 modos de operación (continuación de Tabla 2.2) [25].

Potencias		
Máquina entrega p_m	Máquina recibe p_s	Máquina recibe p_r
$p_m > 0$	$p_s > 0$	$p_r > 0$
Máquina recibe p_m	Máquina entrega p_s	Máquina entrega p_r
$p_m < 0$	$p_s < 0$	$p_r < 0$
Máquina recibe p_m	Máquina entrega p_s	Máquina recibe p_r
$p_m < 0$	$p_s < 0$	$p_r > 0$
Máquina entrega p_m	Máquina recibe p_s	Máquina entrega p_r
$p_m > 0$	$p_s > 0$	$p_r < 0$

Cabe destacar que las zonas o modos de operación de mayor interés para un aerogenerador basado en un DFIG son los modos 2 y 3, ya que en ambos la máquina funciona como generador, entregando potencia al sistema eléctrico. La diferencia principal radica en la dirección del flujo de potencia en el rotor.

- **Modo supersincrónico (modo 2):** La máquina opera a una velocidad superior a la sincrónica, lo que provoca que la potencia fluya desde el rotor hacia la red eléctrica. En este caso, la potencia total entregada a la red incluye tanto la potencia generada por el estator como la transmitida a través del rotor, menos las pérdidas del sistema [26].
- **Modo subsincrónico (modo 3):** En este modo la máquina opera a una velocidad inferior a la sincrónica, lo que conlleva a que una parte de la potencia generada se utilice para alimentar el rotor mediante el inversor, mientras que el resto, una fracción de la potencia total generada por la turbina eólica, se entrega al sistema eléctrico [26].

2.4. Control aplicado a los inversores en sistemas eólicos

El control de los inversores en configuraciones *back to back* puede implementarse mediante diversas técnicas descritas en la literatura, cada una con características específicas que influyen en el desempeño del sistema. En esta sección se analizan los tipos de inversores asociados a estas configuraciones, destacando sus principios de operación y las implicancias que su funcionamiento trae al sistema. El objetivo es ofrecer una introducción teórica a los inversores, y así establecer una base sobre la cual se desarrollen los controles correspondientes, en el siguiente capítulo.

2.4.1. Tipo de inversor

Los tipos de inversores que se pueden encontrar se clasifican en inversores de dos niveles y multiniveles, estas configuraciones son ampliamente utilizadas. En [27], se muestra cómo se emplea la configuración de dos niveles. Este tipo de inversor genera una señal de tensión escalonada que, aunque es más sencilla de controlar y requiere menos componentes, puede generar distorsiones armónicas, debido a la falta de transiciones suaves entre los niveles de tensión. Por otro lado, en [28], se evidencia la utilización de un inversor multinivel,

correspondiente a un inversor NPC (*Neutral Point Clamped*, por sus siglas en inglés). Estos emplean tres o más niveles de tensión, lo que permite generar una onda de salida más cercana a una onda senoidal. Por lo tanto, con menor distorsión armónica. Los vectores de tensión en este tipo de inversores incluyen varios niveles intermedios entre el nivel positivo y negativo, lo que da lugar a un mayor control sobre la forma de onda y mejora la calidad de la señal de salida. Sin embargo, la complejidad del control aumenta, ya que se gestionan múltiples estados posibles de los interruptores de cada etapa [22].

Para el desarrollo de este documento se utiliza un inversor de dos niveles basado en interruptores IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*, por sus siglas en inglés), el cual se ilustra en la Figura 2.7. La elección de este tipo de inversor es fundamental dentro del sistema, ya que influye directamente en la cantidad y disposición de los estados de conmutación disponibles. En particular, al utilizar un inversor de dos niveles, el número de estados de conmutación posibles se reduce a 8, lo cual representa una ventaja en términos de simplicidad y control. Estos 8 estados se distribuyen de acuerdo con la configuración de los interruptores, como se muestra en la Figura 2.8.

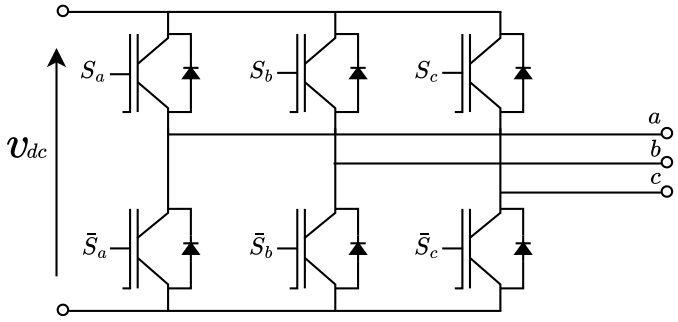


Figura 2.7: Inversor de dos niveles con IGBT y diodo.

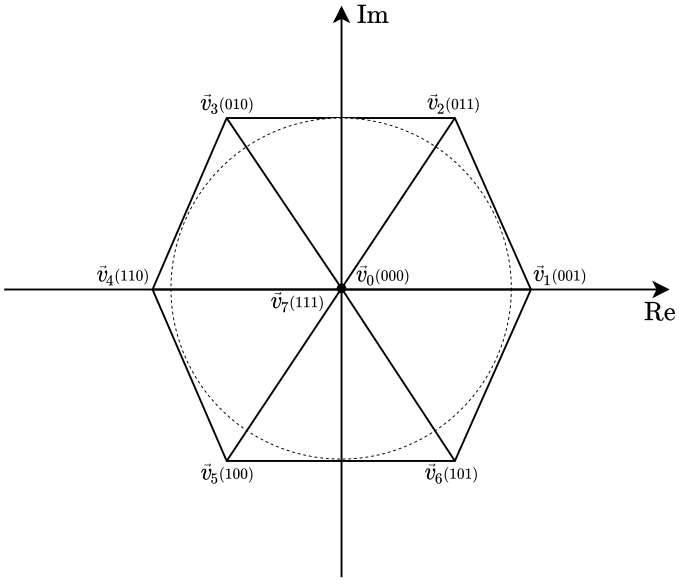


Figura 2.8: Vectores de tensión para un inversor de dos niveles.

Cada interruptor en el conjunto puede estar en un estado encendido o apagado, lo que

resulta en un total de 8 combinaciones posibles para los estados de conmutación, donde 6 corresponden a vectores activos y 2 a vectores nulos. En la Tabla 2.4 se presentan cada uno de los estados de los interruptores junto al vector de tensión equivalente, donde los activos permiten transferir energía al sistema, mientras que los nulos mantienen la tensión de salida en cero. Estos estados influyen directamente en la generación de los vectores de tensión dentro del inversor, lo que a su vez impacta en la técnica de control que se utilice, ya que a través del encendido y apagado de los IGBTs, se logra regular las variables de interés del sistema.

Tabla 2.4: Estados de conmutación y vectores de tensión para un inversor de dos niveles.

Estado de los interruptores		Vectores de tensión	
S_i	$[S_a\ S_b\ S_c]$	$\vec{v}_i$	$\begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \end{bmatrix}$
S_0	[0 0 0]	$\vec{v}_0$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 \end{bmatrix}$
S_1	[1 0 0]	$\vec{v}_1$	$\begin{bmatrix} \frac{2v_{dc}}{3} & 0 \end{bmatrix}$
S_2	[1 1 0]	$\vec{v}_2$	$\begin{bmatrix} \frac{v_{dc}}{3} & \frac{\sqrt{3}v_{dc}}{3} \end{bmatrix}$
S_3	[0 1 0]	$\vec{v}_3$	$\begin{bmatrix} -\frac{v_{dc}}{3} & \frac{\sqrt{3}v_{dc}}{3} \end{bmatrix}$
S_4	[0 1 1]	$\vec{v}_4$	$\begin{bmatrix} -\frac{2v_{dc}}{3} & 0 \end{bmatrix}$
S_5	[0 0 1]	$\vec{v}_5$	$\begin{bmatrix} -\frac{v_{dc}}{3} & -\frac{\sqrt{3}v_{dc}}{3} \end{bmatrix}$
S_6	[1 0 1]	$\vec{v}_6$	$\begin{bmatrix} \frac{v_{dc}}{3} & -\frac{\sqrt{3}v_{dc}}{3} \end{bmatrix}$
S_7	[1 1 1]	$\vec{v}_7$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 \end{bmatrix}$

2.4.2. Tipo de modulación

Las principales técnicas de modulación descritas en la literatura son la modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés *Pulse Width Modulation*) y la modulación de vectores espaciales (SVM, por sus siglas en inglés *Space Vector Modulation*). La PWM genera pulsos de distintas duraciones para aproximar un valor promedio de tensión; es simple de implementar y ampliamente utilizada, aunque introduce armónicos en la señal [24]. En contraste, la SVM utiliza un enfoque más avanzado basado en el espacio vectorial para seleccionar los vectores de tensión óptimos y calcular los tiempos de aplicación, logrando una menor distorsión armónica y una mejor calidad de señal [24]. Además, en [29], se tiene una revisión más exhaustiva de estas técnicas junto con otras aplicables a convertidores multinivel y se discute su implementación en sistemas de energía renovable.

Por otro lado, existe una relación directa entre la potencia en los inversores del sistema y la frecuencia de conmutación que se le asignan, lo que influye significativamente en el rendimiento, ya que a altas frecuencias de conmutación, los interruptores IGBT cambian rápidamente entre los estados de encendido y apagado, lo que incrementa las pérdidas por conmutación, debido a la energía que se disipa en las transiciones de los interruptores [30]. Este fenómeno se debe a que en cada ciclo de conmutación, parte de la energía se pierde en forma de calor, lo que genera un incremento en las pérdidas del sistema. Sin embargo, al aumentar la frecuencia de conmutación, se mejora la calidad de la señal de salida, ya que la forma de onda se aproxima más a una señal continua, reduciendo el contenido armónico y mejorando la eficiencia en el control del propio inversor [24][30].

Este aumento en la calidad de la señal de salida es particularmente importante en

aplicaciones que requieren una baja distorsión armónica, como en sistemas de energía renovable o en aplicaciones industriales donde la estabilidad de la red es fundamental. Por lo tanto, es necesario establecer un *trade off* entre las pérdidas asociadas a la conmutación y la calidad de la señal. Una frecuencia de conmutación demasiado alta puede generar pérdidas excesivas y en el caso contrario podría resultar en una calidad de señal insuficiente.

Normalmente, en inversores de alta potencia, la frecuencia de conmutación suele ser más baja, típicamente en el rango de 10-20 kHz, con el objetivo de minimizar las pérdidas por conmutación y mejorar la eficiencia global del sistema [30]. La elección de una frecuencia más baja también está influenciada por la capacidad de los dispositivos semiconductores de manejar las altas corrientes y tensiones, así como por los requisitos térmicos [30]. En cambio, en inversores de baja potencia o en sistemas con menores exigencias de eficiencia, se pueden emplear frecuencias de conmutación más altas para obtener una mejor calidad de la señal. Sin embargo, esto conlleva un aumento en las pérdidas, lo que puede ser aceptable en sistemas con una potencia menor o donde la eficiencia no sea la principal prioridad [30].

En base a los descrito se define una frecuencia de conmutación de 10 kHz para los inversores del sistema eólico, que se selecciona en función del nivel de potencia, buscando un equilibrio entre las pérdidas por conmutación y la calidad de la señal de salida. Cabe destacar que la modulación que se emplea no se basa en las técnicas convencionales mencionadas previamente ni en las descritas en [29], debido a que las técnicas de control que se emplean en ambos inversores, como se detalla en las Secciones posteriores 3.3 y 3.4 del Capitulo 3 otorgan una frecuencia de conmutación variables debido a su principio de operación. Sin embargo, para mantener una frecuencia de conmutación fija en todo momento, se introduce una señal comparativa que garantiza uniformidad entre los estados de conmutación en que opera el sistema, lo que permite definir la frecuencia de conmutación que se menciona al inicio.

2.5. Simulación de la operación del DFIG en modo subsincrónico y supersincrónico

Con el objetivo de analizar el comportamiento de los flujos de potencia en los estados de operación subsincrónico y supersincrónico, se presentan los resultados obtenidos para dos condiciones de velocidad; el 70 % y el 120 % de la velocidad nominal. Esto permite comparar el balance de potencia tanto en la máquina como hacia el sistema equivalente.

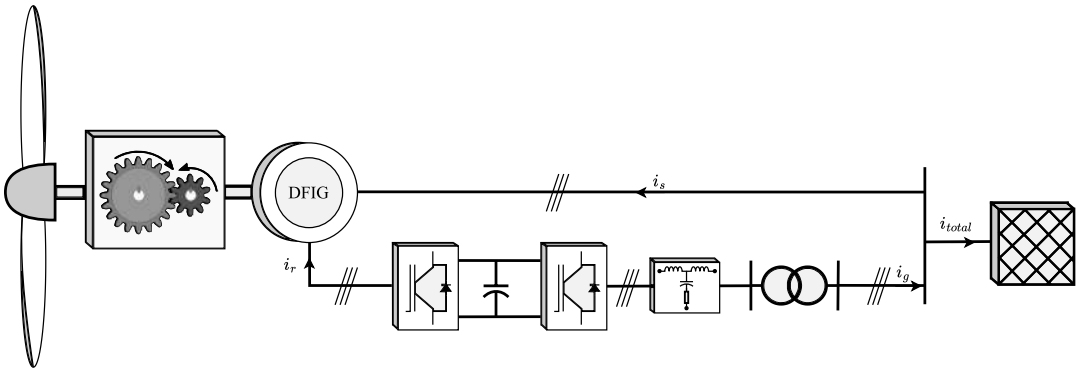


Figura 2.9: Circuito eléctrico de la unidad de generación eólica.

2.5.1. Operación subsincrónico

La velocidad de giro, como se menciona anteriormente, corresponde al 70 % de la velocidad nominal. Además, el par mecánico se ajusta a un valor de -1 en por unidad. Por lo tanto, según los modos de operación descritos en la Sección 2.3.2, la máquina se encuentra en el tercer cuadrante de la Figura 2.6, lo que indica que el DFIG está operando en condición subsincrónica y como generador.

En este estado de operación, el convertidor del lado del rotor extrae potencia activa para alimentar el circuito del rotor, a través de las consignas ajustadas por el inversor conectado al lado de la red. Al mismo tiempo, la máquina genera potencia mediante el proceso de conversión electromecánica de energía. De este modo, la máquina recibe potencia tanto desde el rotor como desde el eje mecánico, para luego inyectarla a la red a través del estator. Esta condición define el régimen de generación en modo subsincrónico, donde una parte de la potencia entregada por el estator permanece a través del circuito del rotor, reflejando el intercambio de energía característico de esta operación. A continuación, se presentan los flujos de potencia activa en la máquina y en el punto de conexión, con la finalidad de ilustrar el comportamiento del DFIG en esta condición. Cabe destacar que las referencias se establecen en base a los sentidos de las corrientes de la Figura 2.9.

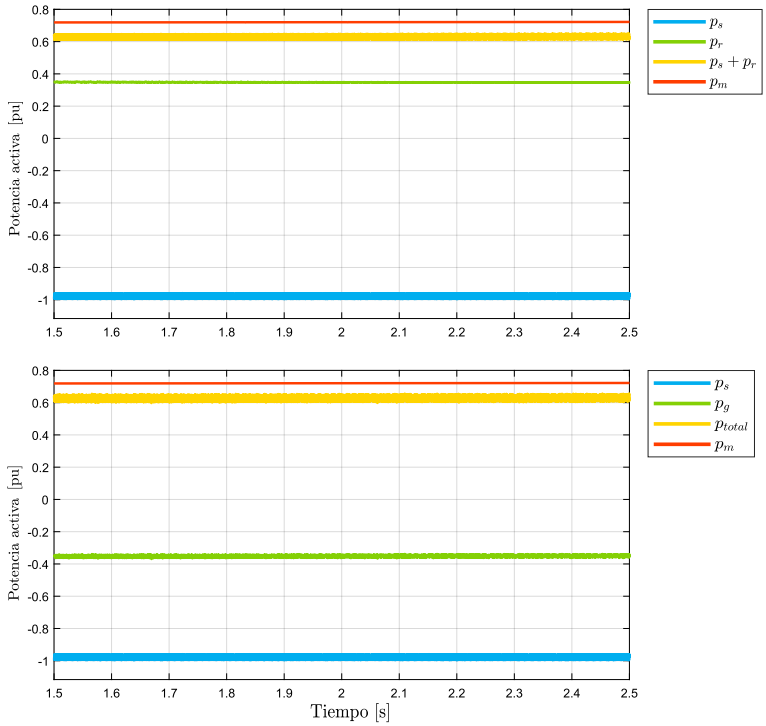


Figura 2.10: Balance de potencia condición subsincrónico.

Al analizar las variables eléctricas y mecánicas del sistema, se observa que una fracción de la potencia generada es requerida por del circuito del rotor, mientras que el resto se inyecta hacia la red eléctrica, conforme al balance de potencias en ambos extremos de la máquina. Este análisis permite identificar las pérdidas internas, tanto en la propia máquina como en el sistema de conversión asociado al rotor, las cuales se originan principalmente en los inversores y el filtro LCL. Como complemento, la Figura 2.10 presenta una

representación esquemática del sistema con los flujos de potencia correspondientes, lo que facilita una comprensión global de la distribución energética en el generador de inducción doblemente alimentado.

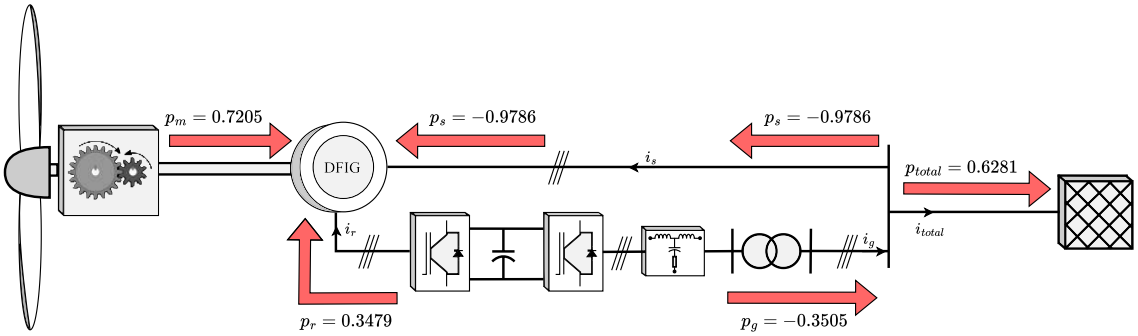


Figura 2.11: Flujos de potencia para le caso subsincrónico.

2.5.2. Operación supersincrónico

Al aumentar la velocidad a un 120 % de la velocidad nominal, el modo de operación del DFIG cambia a la condición de generación en régimen supersincrónico, correspondiente al segundo cuadrante de la Figura 2.6. En esta situación, la velocidad del rotor supera la velocidad sincrónica, lo que implica que la potencia activa fluye en sentido contrario al caso subsincrónico, es decir, en lugar de extraer potencia, el convertidor del lado del rotor inyecta potencia activa hacia la red a través del inversor del lado de la red, contribuyendo así a la generación total del sistema.

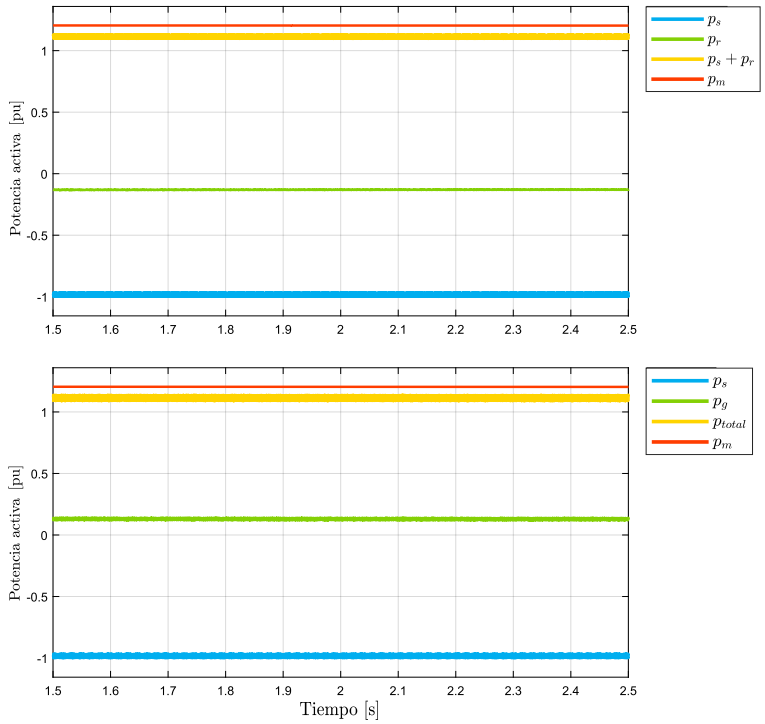


Figura 2.12: Balance de potencia condición supersincrónico.

Al igual que en el caso anterior, se pueden apreciar los balances de potencia en ambos extremos. Sin embargo, en este régimen de operación, toda la potencia generada se inyecta directamente en el sistema. En la Figura 2.13, se presentan los flujos de potencia asociados a esta condición de operación.

En este escenario, tanto el estator como el rotor entregan potencia activa a la red. Del total de energía mecánica convertida en energía eléctrica, la mayor parte es transferida a través del estator, mientras que el resto fluye por el rotor y es inyectado a la red mediante los inversores. De esta manera, la totalidad de la energía mecánica disponible se convierte en energía eléctrica que se entrega al punto de conexión, sin considerar las pérdidas pertinentes que provocan los elementos del sistema. De igual forma que para el estado de operación anterior se presentan los flujos de potencia activa que se tienen en la máquina y en el punto de conexión hacia el sistema equivalente.

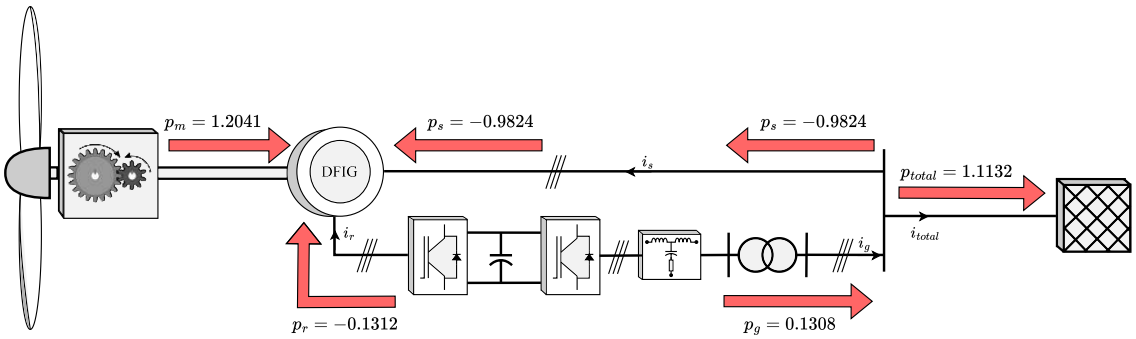


Figura 2.13: Flujos de potencia para le caso supersincrónico.

Capítulo 3

Controles de los inversores en sistemas eólicos y su operación

En los sistemas eólicos que emplean DFIG, la configuración *back to back* desempeña un papel fundamental. Este sistema de conversión de energía consta de dos etapas; el inversor del lado del rotor y el inversor del lado de la red, los cuales trabajan en conjunto para garantizar el flujo bidireccional de potencia y la regulación de la potencia activa y reactiva. Esta arquitectura permite al DFIG operar de manera eficiente incluso bajo condiciones variables de velocidad del viento, de manera de maximizar la captación de energía.

A lo largo de los años, se han desarrollado y aplicado diversas técnicas de control para los inversores en sistemas eólicos, cada una diseñada para abordar desafíos específicos, como la reducción de armónicos, la mejora de la estabilidad del sistema y la optimización en la conversión de energía. Estas técnicas suelen variar dependiendo de la configuración y especialmente, de la topología de los inversores que se utilizan. Dentro de la literatura, se destacan estrategias clásicas como el Control de Campo Orientado (FOC, por sus siglas inglés *Field Oriented Control*), el Control Directo de Par (DTC, en sus siglas en inglés *Direct Torque Control*) y el Control Directo de Potencia (DPC, en sus siglas en inglés *Direct Power Control*). En muchos casos, estas estrategias se adaptan para alcanzar objetivos específicos o se mejoran mediante diseños que optimizan su rendimiento. Entre las variantes de estos enfoques clásicos se encuentran los controles predictivos, que ofrecen ventajas significativas al proporcionar respuestas dinámicas más rápidas y precisas. Estas técnicas avanzadas permiten anticipar el comportamiento de las variables clave del sistema y ajustar las señales de control de manera proactiva, mejorando así la operación general. Esto resulta particularmente relevante en aplicaciones con altas demandas dinámicas.

En este capítulo, se presentan algunas de las técnicas de control mencionadas aplicadas en sistemas eólicos con DFIG y se describe la técnica específica empleada en este trabajo, que consiste en enfoques predictivos basados en las técnicas DTC y DPC. Además, se evalúan las respuestas de estas estrategias de control, considerando su desempeño en términos de precisión y respuesta dinámica, lo que permite analizar su efectividad en escenarios de operación típicos de sistemas eólicos. Este análisis proporciona una base para el diseño y la operación de sistemas de control de inversores en aplicaciones de generación eólica.

3.1. Inversor del lado del rotor

En sistemas eólicos con DFIG, las estrategias de control que se aplican para regular los disparos de los inversores del sistema *back to back* del lado del rotor son diversas presentando ventajas y desventajas entre sí. Una de las más utilizadas corresponde a la técnica FOC, en la cual, mediante las variables de corriente en los ejes d y q, se controla el flujo magnético y el par, respectivamente. En [5] y [31] se muestra el desarrollo de esta técnica como medio de control para el inversor del lado del rotor en sistemas eólicos. Sin embargo, ambos estudios emplean esta técnica con fines distintos en [5] se utiliza el principio para implementar el control GFM basado en VSM, mientras que en [31] se utiliza para proponer un tipo de FOC que maximice la extracción de energía eólica. Otros artículos utilizan esta técnica de control como medio de comparación en cuanto al rendimiento de los controles propuestos para aplicaciones eólicas en DFIG, como se menciona en [32].

Por otro lado, se encuentra la técnica de control DTC, la cual a diferencia del control FOC actúa directamente sobre las variables de par y flujo sin la necesidad de controladores intermedios. Esto permite que el DTC tenga una respuesta dinámica más rápida, lo que lo hace especialmente adecuado para aplicaciones que requieren cambios rápidos de par. Sin embargo, esta ventaja también conlleva ciertos compromisos. Uno de los aspectos más notables es el rizado en la señal de par, el cual es más pronunciado en el DTC que en el FOC. Esto se debe a que, en el DTC, la señal de control está directamente vinculada al estado del inversor y a la selección discreta de vectores de tensión, lo que introduce variaciones en la respuesta. Por el contrario, en el FOC, la estrategia de control utiliza la corriente como variable de control primaria, lo que proporciona una dinámica más suave en la señal de par, pero a expensas de una menor velocidad de respuesta. En aplicaciones eólicas, esta estrategia se implementa como se observa en [33] y [34], aunque ambos estudios se centran en objetivos distintos. Por un lado, [33] se enfoca en evaluar el desempeño de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante la penetración de turbinas eólicas mediante DFIG, mientras que [34] analiza la capacidad que este posee para soportar perturbaciones de red asimétricas de corta duración.

Respecto a esta última técnica de control, existe un enfoque predictivo que busca anticipar el siguiente estado de conmutación del inversor. Aunque ambos enfoques, comparten el objetivo de controlar directamente las variables de par y flujo magnético, difieren significativamente en la forma en que seleccionan los vectores de tensión. En primer lugar, en el DTC la selección de los vectores de tensión se realiza mediante una tabla de conmutación fija basada en las zonas del plano de flujo y los errores de par y flujo, lo que garantiza simplicidad del modelo computacional y otorga respuestas rápidas.

Por otro lado, en el P-DTC, se utiliza un modelo matemático del sistema para predecir el comportamiento futuro de las variables de control en función de los vectores de tensión disponibles. A partir de estas predicciones, se define una función objetivo que mide el error entre las referencias deseadas y las variables que se predicen, de esta forma se selecciona el vector de tensión que minimiza dicho error. Este enfoque permite un control más preciso y adaptable, mejorando la calidad de las señales controladas, aunque a costa de un mayor esfuerzo computacional y una complejidad del modelo superior. Este tipo de control es el que se emplea para el desarrollo y aplicación en el inversor del lado de la máquina, el cual se detalla en la Sección 3.3.

3.2. Inversor del lado de la red

El inversor que se conecta a la red en sistemas eólicos con DFIG puede controlarse mediante diversas técnicas, enfocadas en gestionar los disparos para realizar la conmutación. Una de las más utilizadas es el control de lazos de corriente, lo que permite regular las variables de potencia activa y reactiva, además de instaurar el control del enlace DC en la configuración *back to back*. Esto se evidencia en [5], [35] y [36], donde, al igual que en el control del lado del rotor, esta técnica se aplica con diferentes finalidades, en [5] se implementa un control de tipo GFM basado en VSM para turbinas eólicas con DFIG, en [35] se desarrolla un enfoque para el control independiente de las potencias activa y reactiva, y en [36] se propone un control coordinado de los convertidores para proporcionar soporte de tensión a la red de forma óptima.

Otra técnica clásica utilizada en el control de inversores es el Control DPC, que regula de manera directa tanto la potencia activa como la reactiva. A diferencia de otros métodos, como el control de corriente, en los cuales la variable primaria de control es la corriente, el DPC elimina la necesidad de controladores intermedios, lo que simplifica el proceso de control. Como resultado, ofrece una respuesta más rápida ante perturbaciones, mejorando significativamente la dinámica del sistema. Sin embargo, para lograr esta respuesta rápida, el DPC sacrifica cierta suavidad en el control, lo que puede generar un mayor contenido armónico en la señal. En aplicaciones con DFIG en sistemas eólicos, se evidencia su utilización en [33], [37], bajo diferentes enfoques. En [33], se utiliza para evaluar el desempeño de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante la penetración de turbinas eólicas mediante DFIG, mientras que en [37], se propone un nuevo esquema de control DPC utilizando una red neuronal artificial.

De igual forma, esta técnica posee un enfoque predictivo, similar al P-DTC, en el cual se busca anticipar el siguiente estado de conmutación en el inversor mediante un modelo matemático del sistema. La principal diferencia entre el DPC convencional y el predictivo se origina en la forma en que se selecciona el vector de tensión aplicado. En el DPC convencional, se determina directamente mediante una tabla de conmutación basada en la comparación entre las referencias de potencia y los valores medidos. En cambio, en el P-DPC se evalúan todas las posibles combinaciones de conmutación del inversor para predecir el comportamiento futuro de las potencias activa y reactiva, eligiendo finalmente el vector que minimiza una función objetivo previamente definida, lo que permite un control más preciso y dinámico, aunque a costa de un mayor esfuerzo computacional. Este tipo de control es el que se utiliza en el desarrollo de la configuración *back to back* en conjunto al P-DTC que se menciona con anterioridad, el cual se detalla en la sección 3.4.

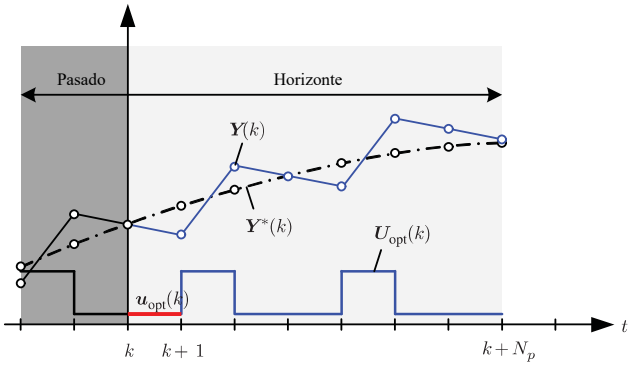
3.3. Control predictivo directo de par y flujo

Como bien se menciona en secciones anteriores se opta por aplicar la estrategia de control directo de par en un entorno predictivo para controlar los disparos del inversor ubicado a la salida del rotor de la máquina. Esto se logra mediante el principio fundamental del P-DTC, que predice el comportamiento del par y del flujo del rotor para cada posible estado de conmutación del inversor, utilizando un modelo matemático basado en las ecuaciones de la máquina que representa el comportamiento del par y del flujo del rotor. En base a estas predicciones, el controlador selecciona el estado óptimo que minimiza el error entre los valores deseados y los valores predichos de las variables mencionadas. Esto

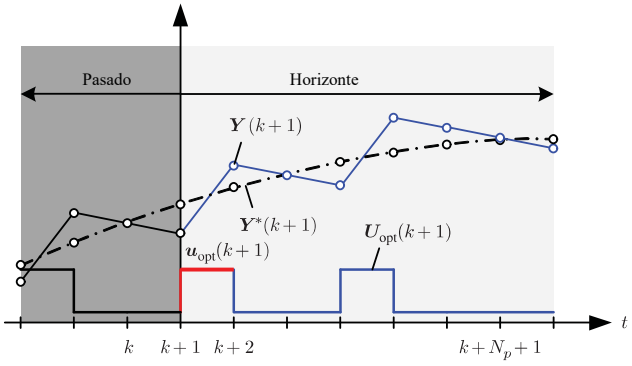
es posible mediante la definición de una función objetivo que permita evaluar los distintos posibles escenarios para el estado del inversor, eligiendo aquel que minimiza el error en el control.

Dentro de este entorno predictivo queda como variable de decisión el horizonte en el cual el controlador toma la decisión, es decir, en la cantidad de instantes futuros que el controlador considera para elegir la decisión óptima, lo que impacta de forma directa al rendimiento del control predictivo, dado que un horizonte más corto $(k+1)$ permite una implementación más rápida y sencilla, pero limita la capacidad del sistema para anticipar cambios más complejos en el comportamiento del mismo [24].

Por otro lado, un horizonte más largo $(k+2,\ldots,k+n)$ permite al controlador considerar un rango mayor de posibles estados futuros, lo que mejorar la precisión y estabilidad del sistema a costa de un mayor tiempo de cómputo, debido al incremento en la complejidad computacional [24]. Por tanto, la elección del horizonte predictivo debe ajustarse en un *trade off* de acuerdo a la necesidad de un control rápido y eficiente con los requisitos de precisión y robustez que requiera el sistema. En la Figura 3.1 a modo de ejemplo se presenta cómo el algoritmo predictivo selecciona el vector óptimo U_{opt} para un horizonte de predicción $N_p = 6$, el cual se elige de tal manera que la trayectoria de salida predicha $Y(k+1)$ siga la trayectoria de referencia de salida $Y^*(k+1)$, es decir, la decisión óptima se selecciona en vista de una decisión que se toma seis pasos adelante del instante presente.



(a) Horizonte de predicción en el instante k.



(b) Horizonte de predicción en el instante $k+1$.

Figura 3.1: Horizonte de predicción en el sistema de control predictivo [24].

A pesar de los beneficios de aplicar horizontes de tiempo más largos para la elección óptima del algoritmo predictivo, se opta por un horizonte de tiempo de un paso adelante.

En la Figura 3.2 se ilustra el diagrama de flujo que realiza el algoritmo de control para el horizonte de tiempo que se aplica.

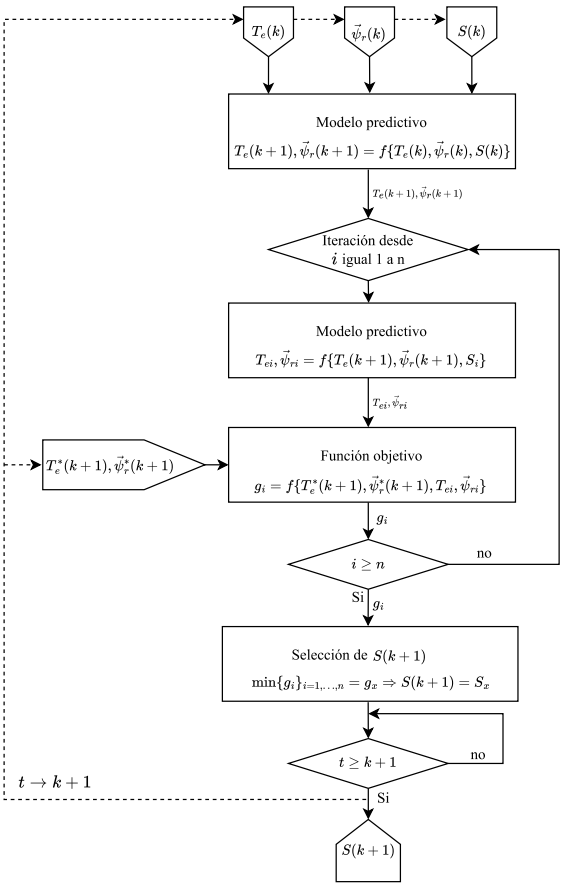


Figura 3.2: Algoritmo predictivo DTC para un instante posterior.

En la literatura existen diversas metodologías para implementar el control predictivo DTC aplicado a sistemas eólicos con DFIG. Ejemplos de ello son [27], [28] y [38]. Sin embargo, todas comparten el mismo principio fundamental que consiste en predecir las variables de par y flujo un instante hacia adelante, o incluso dos, dependiendo del nivel de complejidad y precisión que se desea alcanzar. Como se indicó anteriormente, se opta por una estrategia predictiva de horizonte uno o de primer orden, es decir, que predice las variables de interés a un solo instante futuro. Esta elección de predicción a corto plazo permite un balance adecuado entre la precisión de control y la complejidad computacional. Además, esta estrategia resulta adecuada para sistemas en los que las dinámicas son lo suficientemente rápidas como para beneficiarse de un enfoque de predicción a corto plazo, sin sacrificar significativamente la precisión en el control.

El método bajo el cual se predicen las variables es el que se utiliza en [28], donde se derivan y resuelven las expresiones para el par y flujo del rotor, con el fin de encontrar la expresión que modele estas variables en el instante posterior, es decir, en el instante $k+1$. A continuación, se presentan las principales ecuaciones, las cuales se utilizan para resolver el algoritmo de predicción. Para mayor información sobre el desglose de las ecuaciones, consultar el Apéndice B.1 y B.2.

A modo de aclaración, las expresiones se elaboran y desarrollan en función del margen de referencia indicado en la Sección 2.3.1. Para determinar la variable $T_e(k+1)$, se emplea la expresión 3.1, la cual se basa en el valor de la variable en el instante k (2.14) y en la derivada de la expresión (3.2) para el mismo instante de tiempo.

$$T_e(k+1) = T_e(k) + \Delta T_e(k) \tag{3.1}$$

$$\Delta T_e = T_s \frac{3}{2} p L_m \left(\frac{\mathrm{d}\vec{i}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t} \times \vec{i}_s(k) + \vec{i}_{rs}(k) \times \frac{\mathrm{d}\vec{i}_s(k)}{\mathrm{d}t} \right) \tag{3.2}$$

Finalmente, la expresión de la derivada que permite definir completamente cómo modelar el valor del par en un instante posterior se presenta en (3.3). En esta, las derivadas de las corrientes se reemplazan por (2.10), (2.11), (2.12) y (2.13). Es importante resaltar que en (3.3) al trabajar las variables en por unidad el factor 3/2 y los pares de polos (p), se eliminan de la expresión.

$$\begin{aligned} \Delta T_e(k) = & T_s \frac{3}{2} \frac{p L_m}{L_s L_r - L_m^2} \Bigg[- \vec{v}_s(k) \times \left(L_m \vec{i}_s(k) + L_r \vec{i}_{rs}(k) \right) + \vec{v}_{rs}(k) \times \left(L_s \vec{i}_s(k) + L_s \vec{i}_{rs}(k) \right) \\ & - (L_s R_r + L_r R_s) \left(\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k) \right) - p w_m L_m \left(L_r \|\vec{i}_{rs}(k)\|^2 + L_s \|\vec{i}_s(k)\|^2 \right) \\ & - p w_m \left(L_r L_s + L_m^2 \right) \left(\vec{i}_{rs}(k) \times j \vec{i}_s(k) \right) \Bigg] \end{aligned} \tag{3.3}$$

En el caso del flujo del rotor, la forma de determinar la variable $\vec{\psi}_r(k+1)$ es similar a la que se utiliza para el par.

$$\|\vec{\psi}_{rs}(k+1)\| = \|\vec{\psi}_{rs}(k)\| + \|\Delta\vec{\psi}_{rs}(k)\| \tag{3.4}$$

$$\|\Delta\vec{\psi}_{rs}(k)\| = T_s \frac{\vec{\psi}_{rs}(k) \times j \left(\vec{v}_{rs}(k) - R_r \vec{i}_{rs}(k) \right)}{\|\vec{\psi}_r(k)\|} \tag{3.5}$$

Al resolver ambas derivadas, se tiene presente el factor T_s, que representa el tiempo de muestreo utilizado para calcular la derivada. En este trabajo, se establece este tiempo en $100\,\mu s$, para garantizar una resolución temporal adecuada y capturar con mayor precisión las dinámicas relevantes del sistema, junto con no sobrepasar la capacidad computacional y así asegurar un rendimiento adecuado del control predictivo.

Finalmente, se presenta la función objetivo que minimiza el problema de optimización, expresada en la siguiente ecuación. En esta función, se incorporan los pesos k_{T_e} y $k_{\psi_{rs}}$, los cuales permiten asignar una mayor prioridad a la minimización del error de una variable específica o mantener ambas bajo un mismo nivel, lo que es fundamental para el diseño del controlador, dado que permite ajustar con mayor precisión la respuesta del sistema.

$$\min_{i=1,\ldots,8} g_i^{T_e,\psi_r} = k_{T_e} \left(T_e^* - T_{e,i}(k+1) \right)^2 + k_{\psi_{rs}} \left(\|\vec{\psi}_{rs}^*\| - \|\vec{\psi}_{rs,i}(k+1)\| \right)^2 \tag{3.6}$$

Para representar cómo se determinan los valores predictivos y visualizar de forma representativa las variables involucradas en el funcionamiento del algoritmo creado, se presenta la Figura 3.3, que ilustra cómo el modelo predictivo selecciona la mejor opción de disparo para los IGBTs para el inversor del lado del rotor de la máquina.

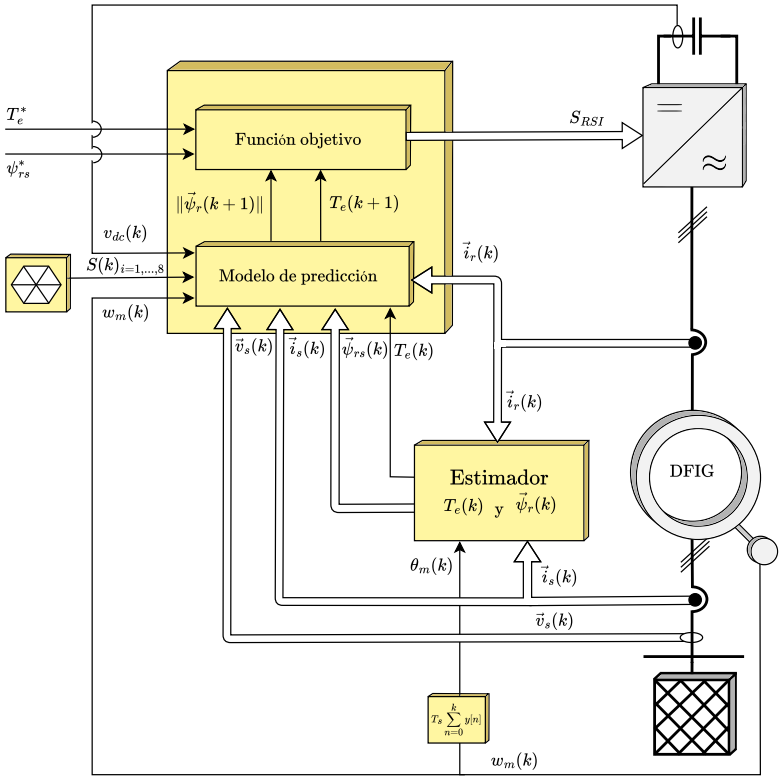


Figura 3.3: Modelo esquemático del sistema para predecir las variables $T_e(k+1)$ y $\vec{\psi}_{rs}(k+1)$.

En lo que respecta a las referencias de par y flujo, estas se establecen en función de otros sistemas de control, los cuales serán explicados en secciones posteriores. En el caso del par, su referencia proviene por el control VSM, que permite que el sistema funcione como soporte de la red y en el caso del flujo , la referencia se determina en base a un punto de operación del factor de potencia definido de manera arbitraria, con el objetivo de maximizar la potencia en la salida del sistema hacia la red.

3.3.1. Respuesta del control predictivo de par y flujo bajo simulación

Con el objetivo de evaluar el modelo de control predictivo de par y flujo implementado en la simulación, se simula un perfil de variaciones de par, manteniendo inicialmente el flujo constante. Posteriormente, se invierte la dinámica, es decir, se implementa un perfil de variaciones de flujo mientras se mantiene constante la consigna de par. En ambos casos se mantiene una velocidad igual al 120 % de la velocidad nominal. A continuación, se presenta la primera instancia correspondiente a las variaciones del par.

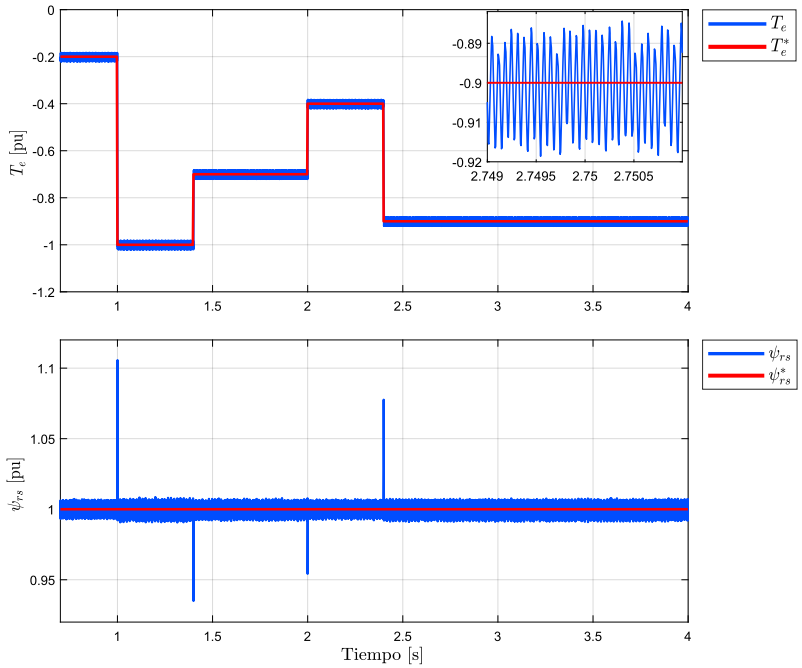


Figura 3.4: Respuesta del sistema ante variaciones escalonadas de par con flujo constante.

La respuesta del control predictivo de primer orden evidencia una rápida adaptación ante variaciones del par, ajustando instantáneamente las consignas enviadas. Como consecuencia de estos cambios, se observan perturbaciones transitorias en la señal de flujo, las cuales son rápidamente atenuadas sin afectar la referencia establecida. Además, se destaca lo mencionado previamente respecto a la presencia de rizado en la señal de par, el cual es característico debido a la selección directa de los vectores de tensión en función de los errores de par y flujo. No obstante, en este caso, como se menciona en la Sección 2.4.2 la estrategia que se implementa emplea una portadora triangular de frecuencia establecida para la generación de las señales de salida, lo que permite mantener una frecuencia de conmutación fija en el inversor. No obstante, el rizado persiste debido a la naturaleza discreta del esquema predictivo y a la ausencia de un modulador PWM convencional. En cambio, el control mediante la estrategia de control FOC, no se caracteriza por la presencia de este efecto, ya que emplea un lazo de control de corriente con reguladores PI y una modulación PWM de frecuencia fija, lo que proporciona una transición más suave entre los estados del inversor y una entrega de par más estable y continua, libre de los efectos de rizado propios del control predictivo directo.

Por otro lado, en la Figura 3.5 se presenta el comportamiento del sistema bajo las mismas condiciones que el caso anterior, con la diferencia de que en este caso se mantiene fija la señal de par y se somete al sistema a variaciones en la referencia de flujo. El objetivo es evaluar la capacidad del control predictivo para seguir estos cambios y analizar su impacto en la señal de par de la máquina. De manera similar a la situación anterior, el sistema muestra un seguimiento rápido y preciso de la referencia de flujo, lo que confirma la efectividad del esquema predictivo en la adaptación dinámica a variaciones en la consigna. Sin embargo, debido a la interacción entre el flujo y el par en la dinámica de la máquina, se aprecian pequeñas perturbaciones transitorias en la señal del par al momento de modificar la referencia de flujo. No obstante, la estabilidad general del sistema no se ve

comprometida, ya que el diseño del control predictivo permite una rápida atenuación de las oscilaciones sin afectar significativamente la referencia establecida.

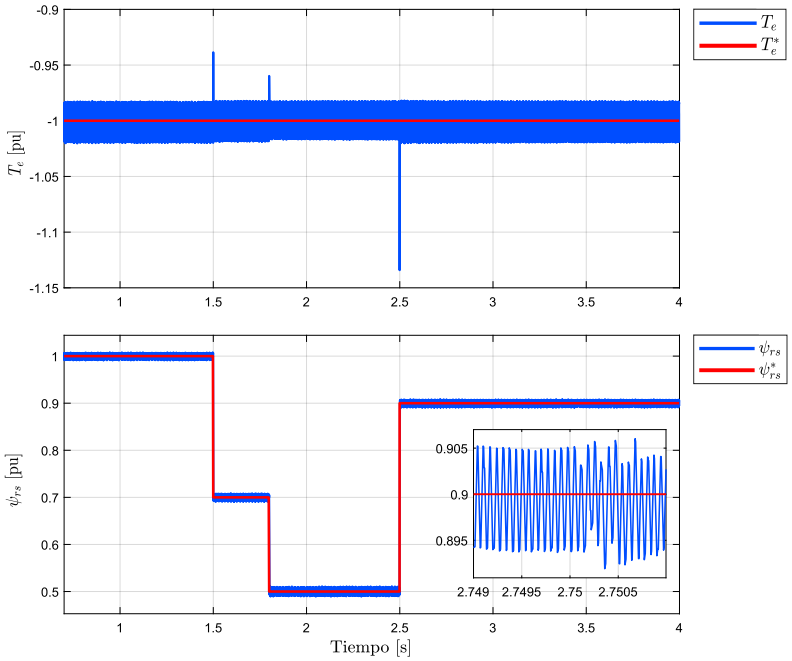


Figura 3.5: Respuesta del sistema ante variaciones escalonadas de flujo con par constante.

3.3.2. Control del factor de potencia del estator

A través del control del factor de potencia en el estator, se determina la referencia del flujo del rotor (ψ_{rs}^*) que utiliza el modelo de control predictivo descrito previamente. No obstante, para diseñar el controlador es fundamental identificar la planta que representa el comportamiento dinámico del sistema entre la salida y la entrada. En este análisis, la entrada corresponde al flujo del rotor, mientras que la salida está definida por el factor de potencia en el estator. El objetivo principal es obtener un modelo que permita diseñar un controlador PI capaz de regular el factor de potencia en un valor de referencia deseado. Sin embargo, como la naturaleza de las variables presentan un comportamiento no lineal entre estas, se emplea una aproximación mediante la herramienta *System Identification* de MATLAB. Esta técnica facilita la estimación de un modelo de la planta basado en datos experimentales del sistema. El modelo que se obtiene se emplea como base para el diseño y ajuste del controlador. En la Figura 3.6 se aprecia de forma esquemática el lazo de control del factor de potencia en el estator en el dominio de Laplace que permite obtener el flujo de referencia para el P-DTC.

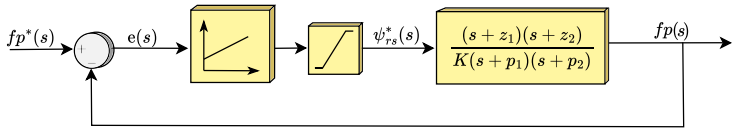


Figura 3.6: Lazo de control del factor de potencia del estator en el dominio de Laplace.

Como el modelo que se obtiene mediante *System Identification* representa una estimación del comportamiento del sistema y no su dinámica exacta, es importante considerar que esta aproximación está sujeta a errores de modelado, los cuales se originan por dinámicas no capturadas en los datos experimentales que se utilizan para la estimación. Como consecuencia, existen estados de operación en los que el controlador que se emplea no sea capaz de regular completamente el factor de potencia en el estator. Esto se traduce en una pérdida parcial de control sobre la variable en ciertas condiciones de operación. En el Apéndice B.4 se presenta con más detalle cómo se determina el lazo de control del flujo del rotor.

3.3.2.a. Respuesta del control de factor de potencia en el estator

A fin de evaluar y presentar el desempeño del control, se lleva a cabo una simulación que considera variaciones en los puntos de operación en relación con el factor de potencia. Esto permite observar las capacidades del sistema de control bajo diferentes condiciones operativas. A continuación, se presenta el comportamiento del control ante las variaciones del factor de potencia, mostrando su capacidad para mantener las consignas del sistema previamente establecidas.

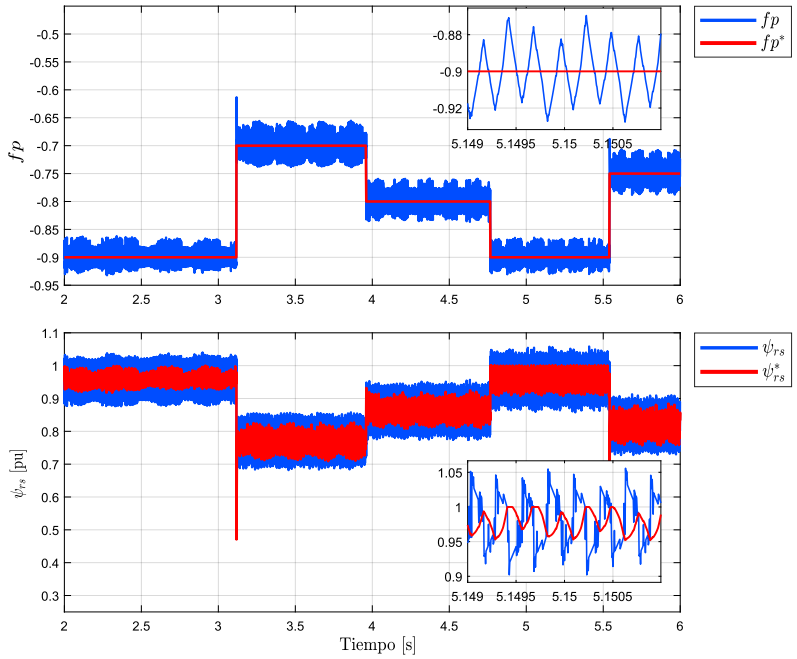


Figura 3.7: Seguimiento del factor de potencia en el estator y su impacto en el flujo del rotor.

A partir del comportamiento de las variables presentadas en la Figura 3.7, se destaca el buen seguimiento del sistema ante los cambios en la referencia del factor de potencia en el estator. Como se observa, el controlador PI ajusta dinámicamente el flujo del rotor para compensar las variaciones en el factor de potencia, logrando así una respuesta estable dentro del sistema.

3.4. Control predictivo de potencia activa y reactiva

El control implementado para el inversor de dos niveles, situado en el lado de la red y que complementa el conjunto del *back to back*, es un control predictivo de potencia de primer orden, al igual que el control predictivo de par y flujo mencionado previamente. En la literatura, se han estudiado extensamente diferentes enfoques para implementar el P-DPC, y existen diversas metodologías. Por ejemplo, en [39], se utiliza esta técnica de control de manera básica, proponiendo un nuevo esquema de selección óptima de los vectores de conmutación para el DPC, eliminando el uso de la tabla clásica para su selección. Sin embargo, este enfoque se plantea bajo un sistema con un filtro RL, lo que simplifica el modelo predictivo. En contraste, en [40] se desarrolla un esquema de control directo de potencia a un paso por delante, para un sistema con filtro LCL, donde solo se miden las variables de tensión y corriente de la red, ofreciendo un modelo más avanzado y complejo.

En el contexto de aplicaciones eólicas con DFIG que emplean esta técnica, destacan los trabajos de [28], [41] y [42]. Aunque todos comparten el mismo principio fundamental, difieren tanto en la metodología empleada como en la elección del inversor a controlar. En [28], por ejemplo, la técnica se implementa para controlar el inversor del lado de la red, siguiendo la metodología descrita en [39]. En contraste, los estudios de [41] y [42] se enfocan en el control del inversor del lado del rotor, adoptando metodologías diferentes, pero orientadas al mismo objetivo.

A partir de lo expuesto, se opta por implementar la técnica de control enfocada en el inversor conectado bajo la consideración de un filtro LCL en la salida, con el objetivo de mejorar la calidad de la señal de corriente al atenuar la distorsión armónica generada por la conmutación de los IGBTs. Esto permite minimizar el impacto de dichas perturbaciones en las unidades de generación. Además, de garantizar el cumplimiento de los estándares de calidad requeridos para la entrega de energía a la red. Para lograr un modelo adecuado, es fundamental que el control predictivo de potencia se ajuste adecuadamente al uso del filtro LCL, el cual introduce características resonantes que, si no se gestionan correctamente, pueden provocar inestabilidades. Por ello, siguiendo el enfoque propuesto en [40], se adapta el diseño del P-DPC para considerar la dinámica adicional que aporta el filtro.

La metodología expuesta en el documento que se menciona recientemente tiene como objetivo implementar el control propuesto utilizando únicamente la medición del lado de la red y la medición de la tensión en el enlace DC. Esto se representa de forma esquemática en la Figura 3.8 donde se observan las variables necesarias para configurar el modelo de predicción y el proceso en el que se ejecuta el algoritmo predictivo. Además, se realiza una modificación, basada en el enfoque del documento, para seleccionar el vector óptimo que envía las señales de disparo al inversor en el instante $k+1$. Esto se debe a que se emplean diferentes esquemas de modulación y por ende se ajusta la metodología para alcanzar los objetivos de este trabajo. Por tanto, el documento se utiliza principalmente para modelar la expresión de la corriente en el punto de conexión hacia la red para el instante siguiente, considerando el uso de un filtro LCL.

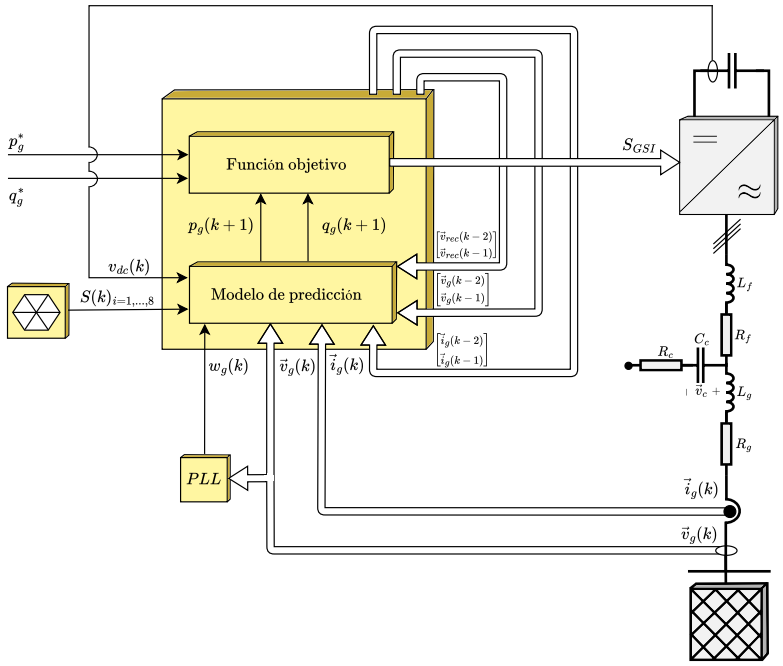


Figura 3.8: Modelo esquemático del circuito para predecir las variables $p_g(k+1)$ y $q_g(k+1)$.

El principio que se utiliza se fundamenta en el modelo de espacio de estados para un filtro con características LCL, cuyas ecuaciones se expresan en el formato matricial clásico del espacio de estados. Este enfoque permite modelar de manera integral la dinámica de la corriente en el lado de la red, la corriente en el lado del rectificador y la tensión en el capacitor del filtro. Para un análisis más detallado y el desglose completo de las ecuaciones, se recomienda revisar el Apéndice C.1.

En (3.7) se representa el sistema dinámico de orden 3, donde las matrices A, B, C y D están determinadas por los parámetros del filtro y la variable de estado que se busca obtener como salida del sistema. Los valores específicos de estas matrices se detallan en (26) del Apéndice C.1.

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\begin{bmatrix} \vec{i}_g \\ \vec{i}_{\mathrm{rec}} \\ \vec{v}_c \end{bmatrix} &= A\begin{bmatrix} \vec{i}_g \\ \vec{i}_{\mathrm{rec}} \\ \vec{v}_c \end{bmatrix} + B\begin{bmatrix} \vec{v}_g \\ \vec{v}_{\mathrm{rec}} \end{bmatrix}, \\ \vec{i}_g &= C\begin{bmatrix} \vec{i}_g \\ \vec{i}_{\mathrm{rec}} \\ \vec{v}_c \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{3.7}$$

A partir de (3.7), se puede determinar la función de transferencia que describe el comportamiento del sistema en el dominio de Laplace, donde al Aplicar el principio de superposición, es posible derivar dos funciones de transferencia. La primera relaciona la salida del sistema, representada por la corriente ($\vec{i}_g$), con la entrada de tensión de la red ($\vec{v}_g$), mientras que la segunda vincula la salida del sistema con la entrada de tensión rectificada desde el inversor ($\vec{v}_{rec}$). Este enfoque permite analizar de manera individual el impacto de cada una de las entradas respecto a la salida. Sin embargo, dado que el

sistema opera en tiempos discretos, es necesario aplicar la transformación para convertir las funciones de transferencia del dominio de Laplace al dominio z. Este proceso se lleva a cabo mediante la discretización de la función de transferencia, para así poder derivar el modelo que predice la corriente en el lado de la red. Para ello, se utiliza el método de *zero order hold* (ZOH) con un tiempo de muestreo T_s, que asegura que la señal permanezca constante entre los instantes de muestreo. A continuación, se presentan las ecuaciones que describen las funciones de transferencia en este nuevo dominio.

$$H_g(z) = \frac{\beta_0 + \beta_1 z^{-1} + \beta_2 z^{-2}}{z + \alpha_0 + \alpha_1 z^{-1} + \alpha_2 z^{-2}} \tag{3.8}$$

$$H_{rec}(z) = \frac{\gamma_0 + \gamma_1 z^{-1} + \gamma_2 z^{-2}}{z + \alpha_0 + \alpha_1 z^{-1} + \alpha_2 z^{-2}} \tag{3.9}$$

El valor de los coeficientes se presenta en la Tabla 8 del Apéndice C.1, cuyos valores se determina en función de los parámetros del filtro que se diseña, así como del tiempo de muestreo T_s que se asigne, que en este caso es de $100\,\mu s$, los cuales se especifican en la Tabla 3 del Apéndice A.1. Gracias a estos coeficientes, es posible obtener la expresión de la corriente en el lado de la red para el siguiente instante de tiempo, permitiendo así un análisis preciso de la dinámica del sistema. Cabe destacar que en la Sección 3.4.2 se proporciona una explicación detallada de cómo se asignan los valores a cada uno de los componentes del filtro.

En el dominio z, la corriente se expresa aplicando el principio de superposición, tal como se menciona anteriormente. Esta relación está representada por (3.10), la cual al trasladarla al dominio del tiempo discreto, se determina en (3.11), que describe la corriente en el instante $k+1$, permitiendo así poder modelar su comportamiento en función de los valores anteriores.

$$i_g(z) = H_{rec}(z) v_g(z) + H_g(z) v_{rec}(z) \tag{3.10}$$

$$\begin{aligned} \vec{i}_g(k+1) =& \gamma_0 \vec{v}_{rec}(k) + \begin{bmatrix} \beta_0 & \beta_1 & \beta_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{v}_g(k) \\ \vec{v}_g(k-1) \\ \vec{v}_g(k-2) \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} \gamma_1 & \gamma_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{v}_{rec}(k-1) \\ \vec{v}_{rec}(k-2) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \alpha_0 & \alpha_1 & \alpha_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_g(k) \\ \vec{i}_g(k-1) \\ \vec{i}_g(k-2) \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{3.11}$$

Una vez que se ha modelado la predicción de la corriente, se define la expresión que permite predecir la tensión de la red, la cual se presenta en (3.12). De esta forma con ambas expresiones establecidas, es posible calcular las predicciones de la potencia activa y reactiva, tal como se muestra en (3.13). Adicionalmente, se destaca que, al emplear las variables en el sistema por unidad, el factor 3/2 se elimina de la expresión.

$$\vec{v}_g(k+1) = \vec{v}_g(k) e^{j\omega_s T_s} \tag{3.12}$$

$$\frac{3}{2} \vec{v}_g(k+1) \cdot \vec{i}_g(k+1)^* = p_g(k+1) + j q_g(k+1) \tag{3.13}$$

De esta forma, el modelo predictivo queda completamente definido y permite formular la función objetivo que minimiza el error entre las potencias predichas y sus valores de referencia. La siguiente ecuación representa esta función objetivo, la cual busca reducir al mínimo las desviaciones en potencia activa y reactiva en cada instante de predicción para los 8 estados de conmutación que presenta el inversor. Además, se incluyen los factores de peso en la expresión, estos corresponden a k_p y k_q, que buscan dar prioridad a una de las variables al momento de minimizar o de mantener ambas con un mismo nivel.

$$\min_{i=1,\dots,8} g_i^{p,q} = k_p \left(p_g^* - p_{g,i}(k+1)\right)^2 + k_q \left(q_g^* - q_{g,i}(k+1)\right)^2 \tag{3.14}$$

Con el objetivo de proporcionar una comprensión detallada del algoritmo predictivo desarrollado para el inversor del lado de la red, se presenta de manera esquemática en la Figura 3.9 el diagrama de flujo del algoritmo correspondiente, el cual lustra las diferentes etapas y procesos involucrados en la predicción de las variables de interés, así como la interacción entre ellos.

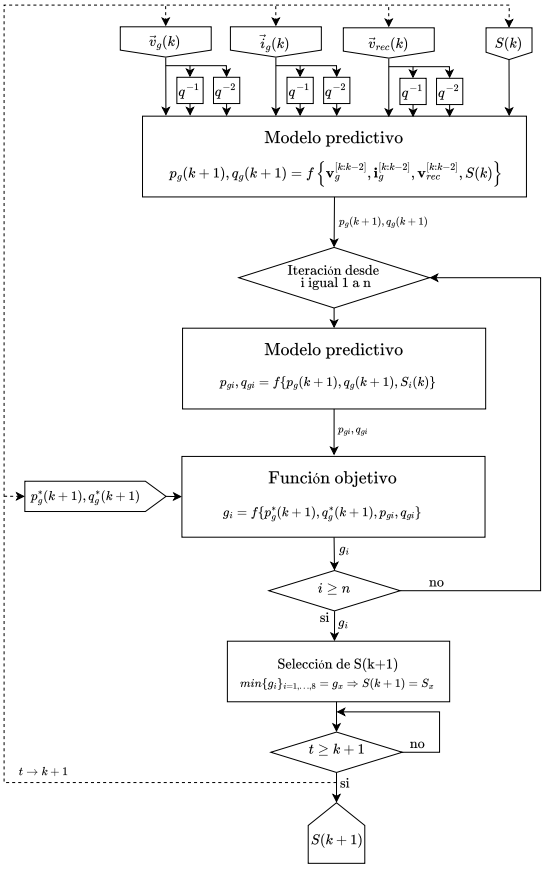


Figura 3.9: Algoritmo predictivo de primer orden para DPC.

Por otro lado, las referencias asignadas en el esquema de control se obtienen de diferentes fuentes. En primer lugar, la referencia de potencia activa se obtiene a partir de la salida del esquema de control del enlace de tensión continua, cuyo funcionamiento se describe en la Sección 3.4.4. En cuanto a la referencia de potencia reactiva, esta se establece de manera arbitraria, con el objetivo de minimizar los componentes reactivos.

3.4.1. Respuesta del control predictivo de potencia bajo simulación

Con el objetivo de analizar la respuesta del control predictivo de potencia activa, se emplea un perfil de variaciones basado en el mismo que se utiliza para estudiar el comportamiento del par electromagnético (Figura 3.4). Esta elección permite observar cómo las variaciones en el par inducen cambios en la referencia de potencia activa y evaluar la capacidad del controlador para seguir dichas referencias. En este contexto, la regulación de potencia activa se encuentra condicionada por el lazo de control del enlace DC, que se encarga de generar la referencia correspondiente para mantener la tensión del enlace en el valor deseado, garantizando así una operación estable del sistema. El funcionamiento detallado de este lazo se desarrolla en la Sección 3.4.4. Adicionalmente en la Sección 3.4.2, se justifican los parámetros del filtro LCL, el cual es fundamental dentro del esquema de control.

Las condiciones de operación consideradas incluyen fluctuaciones de par en la máquina, junto con una referencia de flujo constante y una velocidad de giro establecida al 120 % de la velocidad nominal. Además, se define una referencia de potencia reactiva nula. Con estas condiciones, se simula un primer escenario con el objetivo de analizar el comportamiento de la potencia activa transferida desde el rotor hacia la red. A continuación, se presenta la evolución de las variables de potencia activa y reactiva.

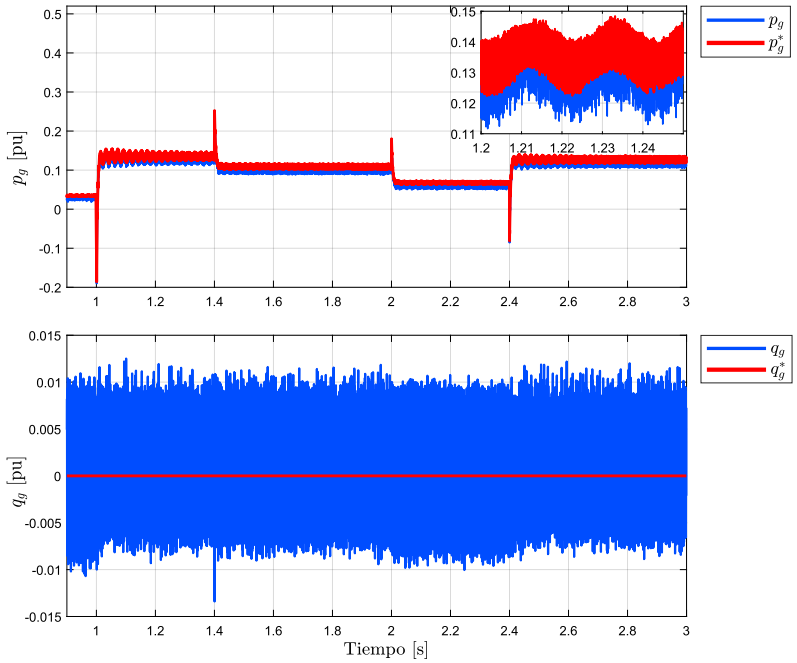


Figura 3.10: Simulación del seguimiento de potencia activa y reactiva con variaciones en la referencia de potencia activa.

Los resultados obtenidos mediante simulación avalan que el control predictivo directo de potencia logra un seguimiento de la potencia activa respecto a su referencia, la cual se encuentra directamente influenciada por el par aplicado en la máquina que su vez involucra al control de tensión del enlace DC. No obstante, se evidencia una ligera discrepancia entre la potencia activa real y su consigna, atribuible a las dinámicas internas del sistema

y a la naturaleza discreta del controlador. En lo que respecta a la potencia reactiva, el seguimiento de la referencia es adecuado, manteniéndose dentro de los márgenes esperados durante todo el perfil de operación. Ambas potencias tanto activa como reactiva son transferidas desde el inversor del lado de la red hacia el PCC. Tal como se detalla en la Sección 2.5, donde durante el régimen supersíncrono, una porción de la potencia activa generada se canalizada hacia la red a través del circuito del rotor.

A continuación, se evalúa la respuesta del sistema de control ante variaciones en la referencia de potencia reactiva. Para este análisis, se mantienen constantes las referencias de par y flujo en el lado de la máquina, con el fin de aislar el efecto de la potencia activa sobre el comportamiento del sistema. Bajo estas condiciones, se simula un perfil escalonado en la consigna de potencia reactiva, con el objetivo de analizar la capacidad de seguimiento del controlador predictivo y observar su influencia sobre la potencia activa.

La Figura 3.11 muestra que el control predictivo logra un seguimiento adecuado de la potencia reactiva ante variaciones escalonadas. No obstante, ante estos cambios se inducen perturbaciones en la potencia activa, especialmente cuando las variaciones de q_g^* son de mayor magnitud. Este efecto se atribuye a la configuración de los pesos en la función objetivo, que prioriza el seguimiento de la potencia reactiva. Para reducir el impacto sobre p_g, sería necesario ajustar estos pesos y balancear el control entre ambas variables según los requerimientos operativos.

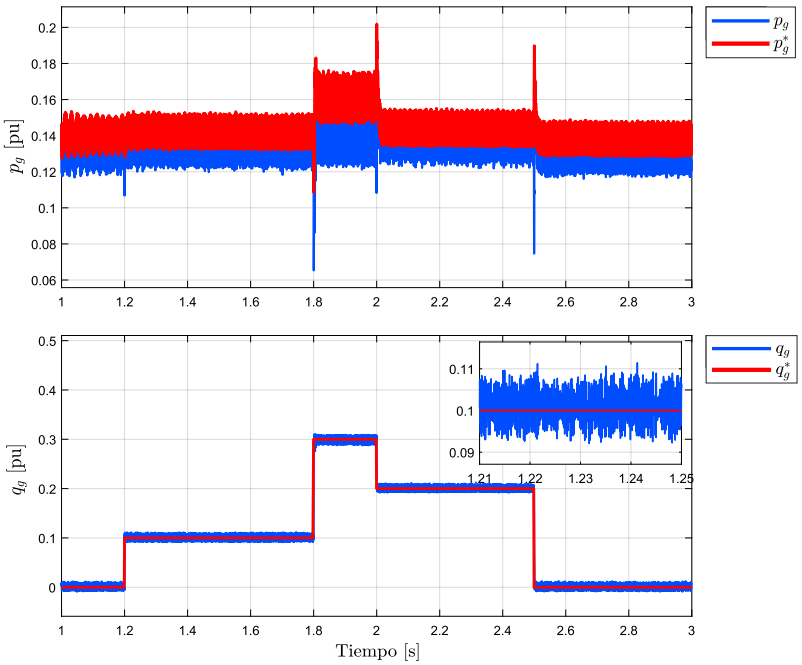


Figura 3.11: Simulación del seguimiento de potencia activa y reactiva con variaciones en la referencia de potencia reactiva.

3.4.2. Composición del filtro LCL

Los filtros LCL son una de las opciones más eficientes para los inversores conectados a la red eléctrica debido a sus destacadas características de atenuación de armónicos de alta frecuencia, alcanzando una tasa de $-60\,\mathrm{dB/dec}$, siendo notablemente superior a los filtros

L y LC [43]. Esto se debe a la combinación de inductores y capacitores más pequeños en los filtros LCL, lo que conlleva a sistemas más eficientes [43]. Además de mejorar la calidad de la señal de corriente inyectada, estos filtros permiten minimizar el impacto de las perturbaciones armónicas generadas por la conmutación de los inversores, lo que los hace ideales para su aplicación en sistemas de generación renovable [43]. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, los filtros LCL presentan desafíos adicionales relacionados con su estabilidad, que pueden ser mitigados mediante métodos de amortiguamiento pasivo (PD, por sus siglas en inglés *Passive Damping*). No obstante, la implementación de estos métodos conlleva la desventaja de generar pérdidas de potencia dentro del filtro [43][44]. Por lo tanto, el diseño del filtro debe realizarse de manera de lograr una atenuación efectiva de las distorsiones armónicas introducidas en el sistema, sin comprometer significativamente el flujo de potencia que circula a través de él.

En aplicaciones de generación eólica a través de DFIG, se evidencia la utilización de filtros LCL en la salida del inversor del lado de la red, como se presenta en [5] y [45]. En este último, se destaca la capacidad de los filtros LCL para garantizar una alta calidad en la corriente de salida, así como su excelente desempeño en la atenuación de resonancias, lo que los convierte en una solución eficiente para mejorar el cumplimiento de los estándares de calidad de energía.

Para el diseño óptimo del filtro que se utiliza en este trabajo se basa en los principios expuestos en el documento [43] y [45], en los cuales se presentan los aspectos teóricos y los requisitos principales para el diseño de filtros LCL. La implementación de este tipo de filtro en el sistema tiene como objetivo mejorar la calidad de la corriente inyectada a la red, como se logra en [45], minimizando los efectos de los armónicos en el sistema eléctrico. Por tanto, para la selección de los parámetros del filtro, se enfocó en optimizar las inductancias en el lado del inversor L_f y en el lado de la red L_g, el condensador C_c, la frecuencia de resonancia f_r, la tasa de atenuación de armónicos y la utilización de métodos de amortiguación. A continuación, se describen estos principales aspectos teóricos que se utilizan para la determinación del filtro.

- **Inductancias L_f y L_g**: La inductancia del lado del inversor se selecciona para limitar el rizado de la corriente, mientras que la del lado de la red contribuye a la reducción de armónicos en la conexión con la red. Por tanto, La relación entre L_f y L_g es un factor importante para balancear el tamaño del filtro y la capacidad de atenuación. A partir de esto se define la inductancia total $L_T = L_f + L_g$ que se determina para limitar la caída de tensión en el filtro, cumpliendo con el criterio de que esta caída no debe exceder el 10 % de la tensión de red.

$$L_T \leq 10\,\% \frac{V_{\text{rms}}^2}{2\pi f_0 P_n} \tag{3.15}$$

- **Condensador C_c**: El valor del condensador C_c se selecciona de manera que la potencia reactiva absorbida sea inferior al 5 % de la potencia activa nominal del inversor. Esto permite que el condensador contribuya a la atenuación de armónicos, actuando como la principal vía de conducción para las corrientes de alta frecuencia.

$$C_c < 5\,\% \frac{P_n}{2\pi f_0 V_{\text{rms}}^2} \tag{3.16}$$

- **Frecuencia de resonancia** f_r: La frecuencia de resonancia del filtro LCL se determina a partir de las inductancias L_f y L_g, y la capacidad C_c a través de (38).

$$f_r = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{L_f + L_g}{L_f L_g C_c}} \tag{3.17}$$

  El valor de este parámetro debe situarse en un rango, típicamente entre 10 veces la frecuencia fundamental de la red ($10f_0$) y la mitad de la frecuencia de conmutación ($f_{sw}/2$).

- **Tasa de atenuación de armónicos**: La capacidad de atenuación de armónicos se determina en función de la relación entre las inductancias $a_L = \frac{L_g}{L_f}$. Una relación $a_L \approx 1$ minimiza el tamaño de los componentes pasivos, pero también puede reducir la eficacia en la atenuación de armónicos. Por lo tanto, para el diseño, se ajusta el valor de L_g para lograr un equilibrio entre el costo y la distorsión armónica total (THD, en sus siglas en inglés *Total Harmonic Distortion*) de la corriente en la red.

- **Método de amortiguación pasiva** R_c : se incorpora en serie al capacitor una resistencia, con el objetivo de amortiguar el sistema y reducir el pico de resonancia en la frecuencia de resonancia del filtro. Esta modificación mejora la calidad en la señal de corriente.

$$\frac{1}{6\pi}\frac{L_g}{L_f}\frac{f_{sw}}{f_r}\frac{1}{C_c\omega_r} \leq R_c \leq \frac{1}{2\pi f_{sw} C_c} \tag{3.18}$$

A partir de los aspectos que se mencionan, se establecen los parámetros iniciales para el proceso iterativo, el cual continúa hasta cumplir con las restricciones expresadas anteriormente para cada uno de los componentes del filtro y asegurando que el THD de la corriente de la red sea inferior a un 5 %, de acuerdo con lo expuesto en [43]. En el Apéndice C.3 se presenta de forma detallada el cálculo del filtro y los valores que finalmente lo componen.

3.4.3. Respuesta del filtro LCL

El análisis de las corrientes antes y después del filtro LCL permite evaluar su efectividad en la mejora de la calidad de señal. En la Figura 3.12, se muestra el comportamiento de las corrientes bajo una condición de operación en régimen supersincrónico, manteniendo constantes las referencias de par y flujo. En la primera gráfica se presentan las corrientes $\vec{i}_{\text{rec}}$, correspondientes a la salida del inversor en el lado de la red. Se aprecia una componente fundamental superpuesta a ondulaciones de alta frecuencia, originadas por la conmutación del inversor. Este fenómeno se traduce en un THD de aproximadamente 6 %. En contraste, la segunda gráfica ilustra las corrientes $\vec{i}_g$ inyectadas al sistema, es decir, después de pasar por el filtro LCL. En este caso, la señal se vuelve visiblemente más sinusoidal, reflejando una atenuación efectiva de las componentes de alta frecuencia. Este comportamiento se confirma mediante el cálculo del THD, el cual se reduce a un valor cercano al 3 %. Esta mejora valida el correcto dimensionamiento del filtro LCL, el cual actúa eficazmente como barrera a los armónicos de conmutación, favoreciendo una inyección de corriente con menor distorsión hacia la red.

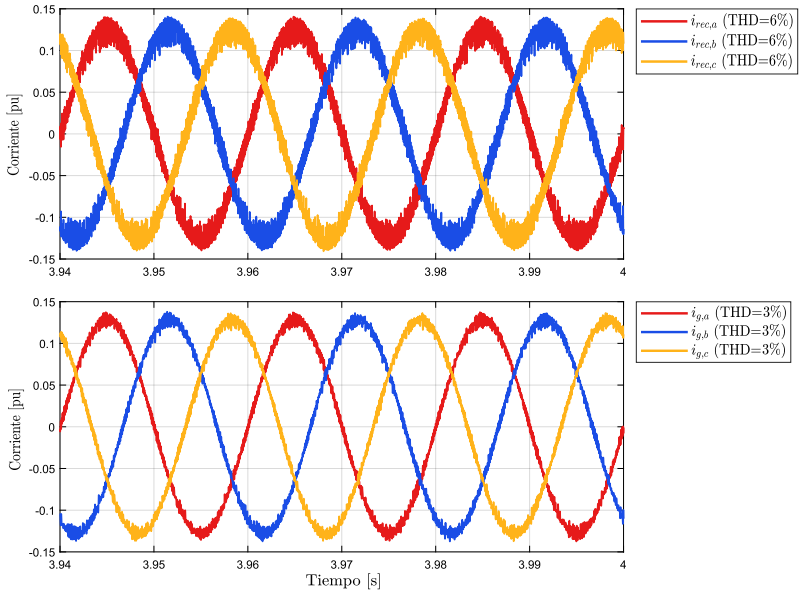


Figura 3.12: Efecto del filtro LCL en la reducción de armónicos.

3.4.4. Control de tensión del enlace DC

Uno de los elementos clave en la configuración *back to back* es el enlace de tensión continua, responsable de mantener la magnitud del bus DC dentro de un rango de operación adecuado, lo que es esencial para asegurar el correcto intercambio de potencia entre el convertidor del rotor y el inversor del lado de la red, permitiendo una operación estable incluso ante variaciones en el recurso eólico o en la demanda del sistema. En efecto, el enlace actúa para permitir la transferencia bidireccional de potencia activa y reactiva, desacoplando dinámicamente ambos convertidores y contribuyendo así a la robustez del esquema de control. En este contexto, el rango bajo el cual se ejerce control inicia desde la tensión mínima de 1.35 pu. Por tanto, para garantizar su funcionamiento la tensión deseada se establece típicamente en torno a los 2 pu, ya que ante fluctuaciones que afecten al sistema, el controlador disponga de un ancho de banda suficiente para evitar la pérdida del control. En la Figura 3.13 se presenta de forma esquemática el lazo de control en el dominio de Laplace.

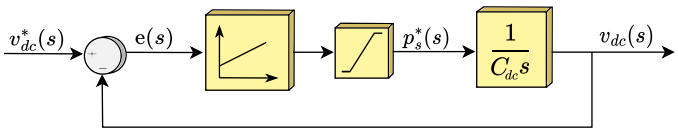


Figura 3.13: Lazo de Control de la tensión del enlace DC en el dominio de Laplace.

El controlador que se utiliza para regular la tensión del enlace DC es de tipo PI y su diseño que se basa de acuerdo a las características dinámicas de la planta asociada con la finalidad de mantener la tensión constante, eliminando errores en estado estacionario y respondiendo adecuadamente a perturbaciones. Para mayor detalle consultar el Apéndice C.4.

3.4.4.a. Respuesta del control del enlace DC

El comportamiento del lazo de control de tensión del enlace DC se presenta en la Figura 3.14, donde se analiza la evolución de la tensión y la potencia activa en respuesta a cambios escalonados en la referencia de tensión. En la primera gráfica se observa que, en general, el sistema logra un seguimiento adecuado de la consigna, incluso ante variaciones abruptas. Adicionalmente se destaca que, frente a incrementos de menor magnitud en la referencia, el sistema presenta un sobreimpulso más pronunciado, mientras que, a medida que la consigna aumenta, la respuesta se vuelve más amortiguada, con menor oscilación inicial.

Por su parte, la segunda gráfica muestra el comportamiento de la potencia activa, que refleja la acción del sistema para alcanzar los nuevos valores de tensión en el enlace. Cada variación en la referencia genera una respuesta transitoria en la potencia, que permite ajustar al sistema de control hacia el nuevo punto de operación. Estas perturbaciones son acotadas en el tiempo y se disipan rápidamente, lo que indica que el control es capaz de adaptarse a cambios en las condiciones de operación sin comprometer la estabilidad de este.

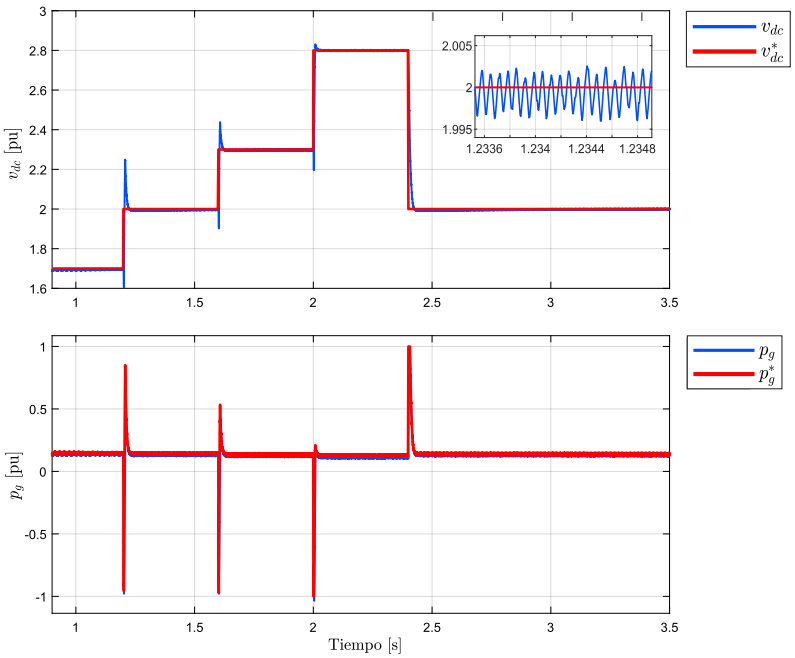


Figura 3.14: Respuesta del control de tensión del enlace DC del inversor.

Capítulo 4

Control grid formind de tipo máquina sincrónica virtual

La transición energética hacia una generación dominada por fuentes renovables ha impulsado un notable aumento en la instalación y utilización de tecnologías como la generación eólica y solar. Particularmente, la implementación masiva de parques eólicos y solares ha permitido aprovechar recursos energéticos abundantes, situados generalmente en zonas alejadas de los centros de consumo. Sin embargo, esta expansión ha generado desafíos técnicos importantes en los sistemas eléctricos actuales, especialmente relacionados con la congestión de líneas de transmisión y la consecuente necesidad de gestionar vertimientos energéticos debido a la saturación de la red. En respuesta a estos problemas, recientemente se ha incrementado el interés en el uso de sistemas de almacenamiento energético, como baterías, para mitigar dichas pérdidas por vertimiento y mejorar la eficiencia operativa del sistema. Además, producto de esta gran penetración de generación renovable basada en electrónica de potencia ha llevado a una reducción considerable en el número de máquinas sincrónicas convencionales conectadas directamente a la red, lo que se traduce en una disminución significativa de la inercia del sistema y, por ende, una mayor vulnerabilidad ante perturbaciones eléctricas [46] [47].

En este contexto, los esquemas convencionales de control tipo GFL, que se utilizan tradicionalmente en convertidores de turbinas eólicas, presentan limitaciones significativas en términos de estabilidad dinámica cuando la penetración de energía renovable es elevada y la red eléctrica presenta condiciones débiles. Frente a esta problemática, surge como alternativa prometedora el esquema de control GFM, particularmente la estrategia basada en el modelo VSM. Este esquema permite que sistemas eólicos sean capaces de emular dinámicamente la respuesta de generadores sincrónicos convencionales, mediante la provisión de inercia virtual ajustable, soporte de tensión y capacidad intrínseca de autosincronización. Por tanto, la implementación del control VSM mejora sustancialmente la estabilidad dinámica, la robustez operativa y facilita una integración de la generación renovable en sistemas eléctricos modernos con alta penetración renovable y condiciones de red débiles [5] [48] [49] [50].

En este capítulo se presenta y analiza en profundidad un modelo integral de control GFM basado en VSM para sistemas eólicos con DFIG. Para ello, se abordan diversas estrategias esenciales que conforman un modelo completo y robusto. Entre ellas, se incluye

el esquema de control MPPT que garantiza una extracción eficiente de la energía eólica, maximizando la producción del sistema. Asimismo, se implementa el esquema RPPT que permite gestionar a partir del punto de operación del MPPT reservas de potencia activa desde la turbina eólica, con el propósito de establecer un control por estatismo que forme parte de la ecuación de oscilación de la maquina sincrónica virtual junto a los respectivos pares eléctrico y de amortiguamiento virtual. Cabe resaltar que cada una de estas estrategias se basa en los principios expuestos en [5].

De esta forma, el capítulo tiene como finalidad presentar un esquema de control GFM con el objetivo de que se adapte a los esquemas de control internos en sistemas eólicos con DFIG que se presentan en el Capítulo 3, con la visión de implementar mejoras en la estabilidad de sistemas eléctricos frente a perturbaciones, que se ve comprometida por la gran penetración de energías renovables.

4.1. Referencia de potencia activa para sistema de control grid forming

El tipo de control GFM que se busca aplicar en este trabajo es un esquema externo capaz de integrar el sistema de control interno del aerogenerador en un modelo que contribuya a la estabilidad de la red eléctrica frente a perturbaciones. Estas perturbaciones incluyen variaciones en la demanda, las cuales provocan fluctuaciones de frecuencia que, si no se controlan, pueden comprometer la estabilidad del sistema.

Para restaurar de manera eficaz y eficiente estas fluctuaciones que exceden la banda de tolerancia, es necesario contar con equipos capaces de aumentar la inercia del sistema y ajustar su generación de manera rápida. Actualmente, esta función es realizada principalmente por centrales térmicas e hidroeléctricas. Sin embargo, en este trabajo se propone la aplicación del esquema de control GFM en parques eólicos, permitiéndoles contribuir en condiciones críticas que afectan la estabilidad del sistema eléctrico. Por ello, en las siguientes secciones de este apartado, se busca explicar de manera progresiva las distintas afectaciones que influyen en la potencia activa durante la operación de la turbina, así como la forma en que estas determinan las consignas hacia los controles internos del aerogenerador, previamente abordados en el Capítulo 3 y los que se aplican al interior de este capítulo.

4.1.1. Seguimiento del punto de máxima potencia

En los sistemas eólicos, el punto óptimo de operación para maximizar la potencia depende principalmente de la velocidad del viento en cada momento, del ángulo de ataque de las palas del aerogenerador y de la velocidad de la turbina, es decir, para cada velocidad del viento, existe un coeficiente de potencia que maximiza la conversión de la energía eólica en potencia mecánica (Figura 2.3 del Capítulo 2). Esta potencia es transmitida a través del eje mecánico hasta el generador, el cual la convierte en potencia eléctrica e inyecta al sistema eléctrico. La Figura 4.1 ilustra cómo, para un ángulo de ataque de 0°, se obtienen diferentes curvas de potencia en función de la velocidad del viento. En cada una de estas curvas, existe un punto de máxima potencia que representa la mayor cantidad de energía que puede aprovecharse del recurso eólico en ese estado de operación.

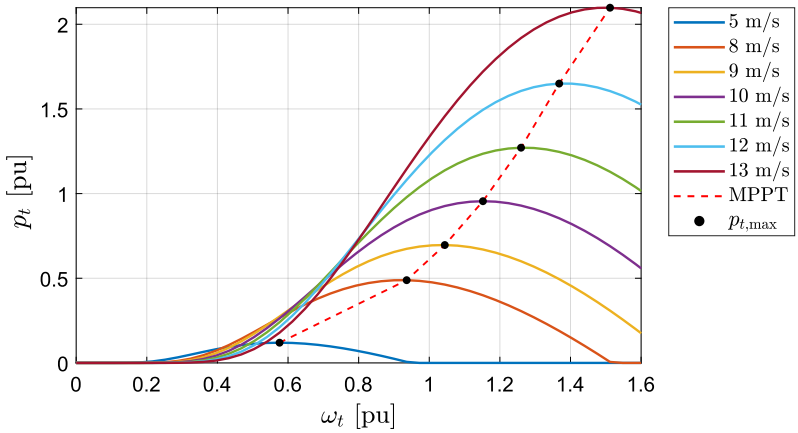


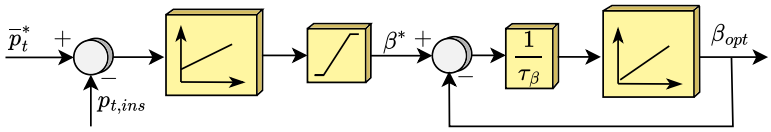
Figura 4.1: Extracción de potencia de la turbina eólica frente a la velocidad angular de la turbina, para un ángulo de ataque fijo.

A partir de lo descrito previamente y de la Figura 2.4 del Capítulo 2, se identifican distintas regiones de operación del aerogenerador, cada una asociada a diferentes estrategias de control. En particular, la Región II corresponde al régimen de seguimiento del punto de máxima potencia, cuyo objetivo es maximizar la captación de energía ajustando la velocidad de giro del rotor de modo que se opere con el coeficiente de potencia óptimo para cada condición de viento. En esta región, el ángulo de ataque se mantiene fijo en 0°, ya que no existen restricciones ni por exceso de velocidad del viento ni por limitaciones de potencia del generador, permitiendo así operar con máxima eficiencia aerodinámica.

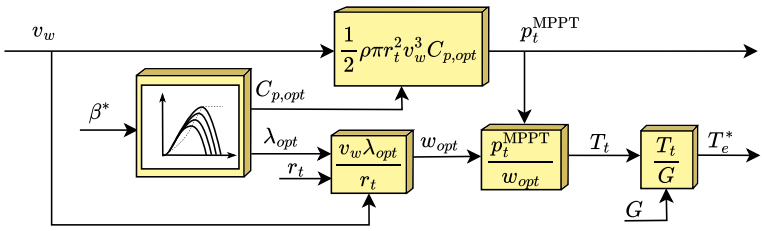
En cambio, en la Región III de la misma figura, que corresponde al régimen en el que la velocidad del viento supera su valor nominal, se activa el control del ángulo de paso (*pitch control*). En esta zona, el aerogenerador puede generar una potencia superior a su límite nominal, lo que comprometer tanto los límites de la turbina como del generador. Por ende, se comienza a regular la orientación de las palas para modificar el ángulo de ataque del flujo de viento. Esta acción busca incrementar las pérdidas aerodinámicas de manera controlada, reduciendo el coeficiente de potencia y limitando la potencia extraída del viento. De este modo, se asegura que el aerogenerador opere dentro de los márgenes seguros, manteniendo su potencia de salida constante en el valor nominal a pesar del aumento en la velocidad del viento [5][51].

$$\frac{\mathrm{d}\beta}{\mathrm{d}t} = \frac{\beta^* - \beta}{\tau_\beta} \tag{4.1}$$

El control del ángulo de paso se modela mediante (4.1), donde β representa su valor actual, β^* es la referencia, y τ_β corresponde a la constante de tiempo asociada al accionamiento del servomotor encargado del ajuste de las palas. Este modelo describe la dinámica del sistema de control, en la cual el servomotor responde a la diferencia entre el valor deseado β^* y el actual β, con una velocidad de ajuste determinada por τ_β [52]. Por otro lado, la Figura 4.2 ilustra esquemáticamente los algoritmos de control aplicados sobre el aerogenerador.



(a) Esquema de control del ángulo de paso de las palas de la turbina.



(b) Esquema de control del seguimiento del punto de máxima potencia.

Figura 4.2: Esquemas de control del aerogenerador.

El esquema de control de la Figura 4.2 integra dos estrategias complementarias para optimizar su operación según la velocidad del viento. En primer lugar, la Figura 4.2(a) corresponde al control del ángulo de paso de las palas, el cual compara la potencia instantánea de la turbina con la potencia de referencia, la cual se determina de acuerdo al modo de control bajo el cual se va a desempeñar el aerogenerador, es decir, MPPT o RPPT, pero para efectos de esta sección solo se limita a la estrategia MPPT, en la siguiente sección se detalla qué condiciona el actuar bajo un modo u otro. Luego de comparar ambas mediciones de potencia se determina la referencia de ángulo de ataque a través del control PI que se establece. Esta referencia se aplica por medio de un servomotor, modelado con una constante de tiempo τ_β, que ajusta la posición de las palas modificando el frente de ataque del viento, tal como se explica anteriormente. Por otro lado, la Figura 4.2(b) corresponde al control de seguimiento del punto de máxima potencia, cuyo propósito es maximizar la captación de energía eólica. A través de esta estrategia se obtienen los valores óptimos de la velocidad de punta (λ_{opt}) y el coeficiente de potencia ($C_{p,opt}$), con los cuales se determina la velocidad óptima del rotor (ω_{opt}) y, por ende, la potencia de referencia que se obtiene de estas variables que corresponde a la que entrega la estrategia MPPT (p_t^{MPPT}). Finalmente, a partir de ambos valores, se calcula la consigna de par que se entrega al sistema de control predictivo para el inversor que se ubica hacía del lado del rotor.

4.1.1.a. Respuesta del esquema de control MPPT

A continuación, se presenta la respuesta del control MPPT descrito anteriormente, el cual se implementa en este trabajo. Para ello, se simula un perfil de viento con velocidad variable, con el objetivo de emular la variabilidad característica del recurso eólico. En esta situación, se analiza el comportamiento de diversas variables claves como la potencia mecánica generada por la turbina, la velocidad del viento en cada instante, así como la evolución del ángulo de paso y el coeficiente de potencia. Adicionalmente, se observa el cambio en la velocidad del eje por el lado del generador, como resultado de la adaptación dinámica del sistema ante la variación del recurso disponible.

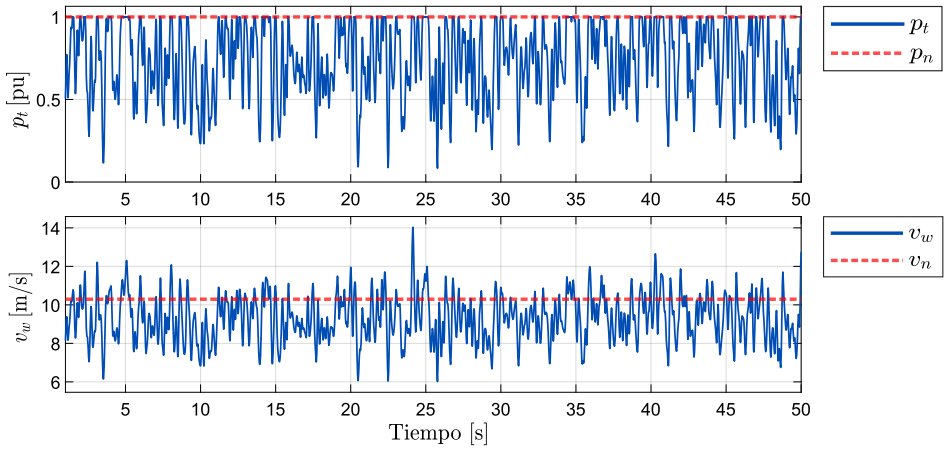


Figura 4.3: Respuesta de la potencia mecánica de la turbina frente al perfil de viento variable.

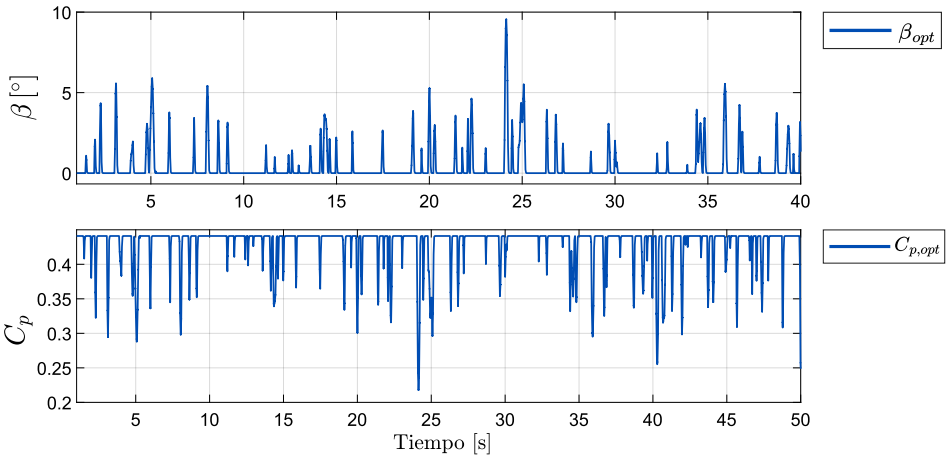


Figura 4.4: Comportamiento del ángulo de paso y el coeficiente de potencia ante variaciones del viento.

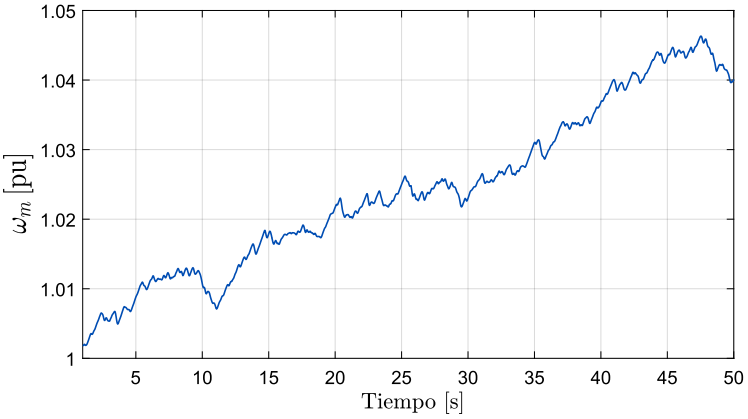


Figura 4.5: Velocidad del eje del generador como respuesta a la acción del control MPPT.

El perfil de viento que se emplea en la simulación busca representar de forma realista

la variabilidad natural del recurso eólico. Para ello, se genera una serie de velocidad de viento utilizando una distribución de Weibull, la cual se caracteriza por la utilización de dos parámetros; el de forma k, que define el grado de dispersión o variabilidad del viento y el parámetro de escala A, que determina el rango típico de velocidades. En este trabajo se utilizan los valores $k = 1.98$ y $A = 8.77$, representativos de condiciones típicas. A partir de estos parámetros, se genera una secuencia de números aleatorios con distribución uniforme en el intervalo $[0, 1]$ que luego fueron transformados mediante la función inversa de la distribución Weibull.

De esta forma se obtiene una señal con comportamiento estadístico realista. Para incorporar fluctuaciones rápidas que simulen la turbulencia del viento. Además, se añade un componente de ruido gaussiano de media cero, es decir, una señal aleatoria cuya media es nula y que introduce variaciones aleatorias alrededor del valor original, sin afectar su promedio. De esta manera, se obtiene un perfil de viento para evaluar el comportamiento dinámico del aerogenerador y sus estrategias de control en condiciones más exigentes.

En cuanto a los resultados del esquema de control MPPT frente al recurso eólico disponible, se aprecia cómo el sistema responde adecuadamente ajustando la potencia en función de la velocidad del viento. A medida que la velocidad supera el valor nominal de la turbina, el ángulo de paso aumenta con el objetivo de regular la potencia y mantener la generación dentro del límite nominal. Esta acción impacta directamente en el coeficiente de potencia, el cual disminuye para evitar que se sobrepase la capacidad de transmisión de la turbina. En el caso contrario, cuando la velocidad del viento cae por debajo del valor nominal, el ángulo de paso tiende a cero con el fin de maximizar la potencia extraída al ajustar el perfil aerodinámico del álabe. Asimismo, se observa cómo la velocidad del rotor del generador sufre perturbaciones en su comportamiento, debido a la variación del viento, pero dado que este sistema es altamente inercial el impacto se ve atenuado.

4.1.2. Seguimiento del punto de potencia de referencia

En condiciones de operación donde se busca priorizar la eficiencia de la turbina, la estrategia de control que se utiliza para definir las consignas de par que debe desarrollar el generador se basa en el enfoque MPPT, como se detalla en la sección anterior. En cambio, en situaciones donde se requiere que la generación eólica aporte servicios relacionados con la potencia activa, como el control de frecuencia, la operación se ajusta siguiendo una estrategia conocida como RPPT. Esta consiste en aplicar una reducción deliberada de la potencia generada por la turbina, basada en el principio de mantener una velocidad de rotación máxima. Bajo este criterio, el aerogenerador opera con una reserva de potencia activa que puede liberarse ante desviaciones de frecuencia en la red, permitiendo así que la generación eólica contribuya a la estabilidad del sistema eléctrico mediante el control de frecuencia. Esta estrategia de operación se rige por la metodología que se describe a continuación.

En primer lugar, se debe considerar el punto óptimo de operación que se detalla para la estrategia de control MPPT, ya que el sistema de control debe identificar cuál es la máxima potencia que puede extraer en las condiciones que se encuentra en cada instante, para luego asignar de forma referencial, la cantidad de potencia a reservar. Por ello, una vez que se determina el nuevo punto óptimo de operación mediante el equilibrio entre la potencia producida por la turbina y la entregada por el generador, se define la potencia

de referencia del sistema. Esta potencia puede ser igual o inferior a la máxima disponible, dependiendo del porcentaje de entrega deseado o, desde otro punto de vista, de la cantidad de reservas activas que se pretende mantener para escenarios de operación anómalos. Esto se formaliza mediante la potencia relativa $p_{t,\mathrm{rel}}$, que permite ajustar el valor de potencia de referencia $\overline{p}_t^*$ según lo siguiente.

$$\overline{p}_t^* = \begin{cases} p_{t,\mathrm{rel}} \cdot p_t^{\mathrm{MPPT}} & \text{si } p_{t,\mathrm{rel}} < 1 \\ p_t^{\mathrm{MPPT}} & \text{en otro caso} \end{cases} \tag{4.2}$$

De esta forma, cuando $p_{t,\mathrm{rel}} = 1$, el sistema opera bajo estrategia MPPT, pero para valores inferiores, se activa el modo RPPT con entrega parcial de potencia y reserva activa disponible. A partir de la potencia de referencia, se determina el par mecánico mediante (4.3), donde se limita la potencia de la curva MPPT correspondiente a la velocidad angular ω_m.

$$\overline{T}_t = \frac{1}{\omega_m} \cdot \mathrm{sat}_{\overline{p}_t^*}^{p_t^{\mathrm{MPPT}}} \tag{4.3}$$

Por otro lado, para evitar variaciones bruscas en el par, se aplica una limitación sobre su derivada temporal. Para ello, se introduce una variable auxiliar $T_\star$ en el modelo, cuyo valor se ajusta con una tasa máxima definida por $\dot{T}_{t,\mathrm{máx}}$.

$$\frac{\mathrm{d}T_\star}{\mathrm{d}t} = \mathrm{sat}_{-\dot{T}_{t,\mathrm{máx}}}^{\dot{T}_{t,\mathrm{máx}}} \left(\overline{T}_t\right) \tag{4.4}$$

Finalmente, el par limitado se acota dentro de los valores físicos permitidos por el sistema, lo que determina así el par de referencia. Estas magnitudes son las que se entregan al sistema de control del convertidor para implementar la estrategia RPPT.

$$\overline{T}_e^* = \frac{\mathrm{sat}_0^{T_{e,\mathrm{máx}}} \left(T_\star\right)}{G} \tag{4.5}$$

De esta forma, se completa la metodología descrita por las ecuaciones anteriores, cuyo objetivo es definir la operación del aerogenerador bajo la estrategia RPPT, el cual consiste en modificar el punto de operación para establecer un margen de reserva de potencia activa, sacrificando parte de la eficiencia con el fin de disponer de capacidad de respuesta ante eventos anómalos en la red, como variaciones bruscas de carga. Esta transición implica dejar de operar en el punto de máxima eficiencia para posicionarse en una zona controlada de menor generación, lo que permite al sistema aumentar su potencia si las condiciones lo requieren. A continuación, se presenta el esquema de control que representa gráficamente esta estrategia de operación adaptativa.

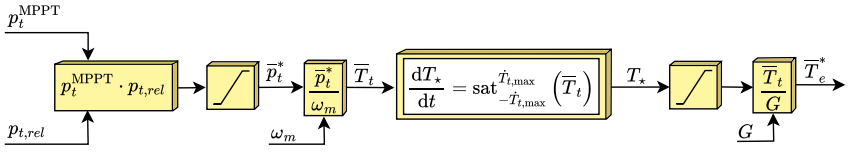


Figura 4.6: Esquema de control del seguimiento del punto de potencia de referencia para establecer las reservas del sistema.

De esta forma, se formula un esquema de control adaptativo que permite conmutar entre el modo MPPT y el RPPT según se requiera. El proceso de decisión sigue una lógica jerárquica que inicia por determinar la referencia del ángulo de paso a partir del error entre la potencia instantánea y la potencia de referencia establecida por el algoritmo MPPT. A partir de este valor, se identifica el punto de máxima potencia correspondiente a las condiciones actuales del viento.

En caso de que el sistema se asigne a operar en modo MPPT, se emplea la estrategia representada en la Figura 4.2, donde la potencia de referencia $\overline{p}_t^*$ corresponde directamente a la potencia óptima definida por el seguimiento del punto de máxima potencia. En cambio, si se desea operar en modo RPPT, se transita a la potencia de referencia $\overline{p}_t^*$ ya reducida intencionalmente respecto al valor óptimo que maximiza la extracción de potencia, estableciendo así un margen de reserva de potencia activa. Adicionalmente, se complementa con la lógica de control descrita en esta sección, donde la potencia de referencia se traduce en una consigna de par hacia el esquema de control del inversor, lo que permite mantener al sistema operando con un margen de reserva disponible. Bajo este enfoque, el control del ángulo de paso deja de estar enfocado exclusivamente en maximizar la captación de energía y pasa a cumplir un rol estratégico con tal de preservar el margen de reserva que se define previamente, para operar deliberadamente en una zona subóptima de potencia.

4.1.2.a. Respuesta del esquema de control RPPT

A partir de la implementación de esta estrategia, se analiza el comportamiento del sistema bajo condiciones de viento variable mediante simulación. Para ello, se utiliza el mismo perfil de viento que se presenta en la Sección 4.1.1 y se establece un porcentaje de reserva del 30 % con respecto a la potencia nominal de la turbina. El objetivo es observar cómo el sistema adapta la potencia generada bajo esta estrategia de control y cómo logra mantener el margen operativo definido. Además, se analiza el comportamiento del ángulo de paso, que se ajusta dinámicamente para cumplir con las consignas establecidas.

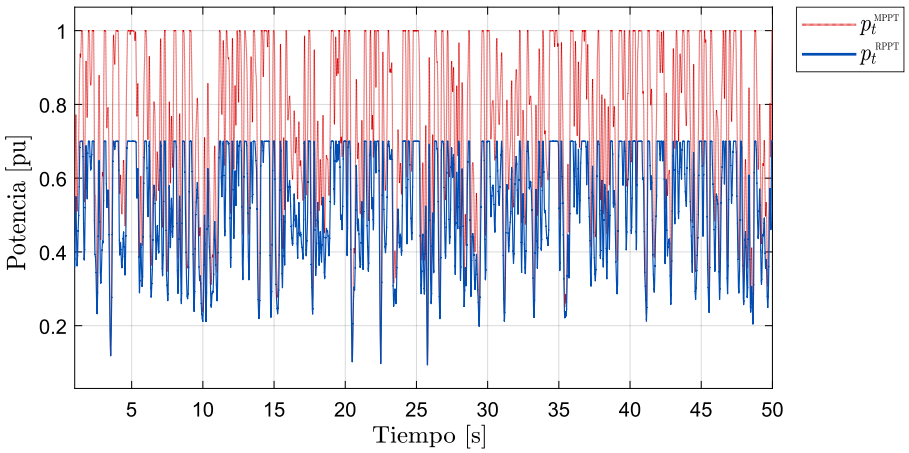


Figura 4.7: Comparación de la potencia generada bajo estrategias MPPT y RPPT.

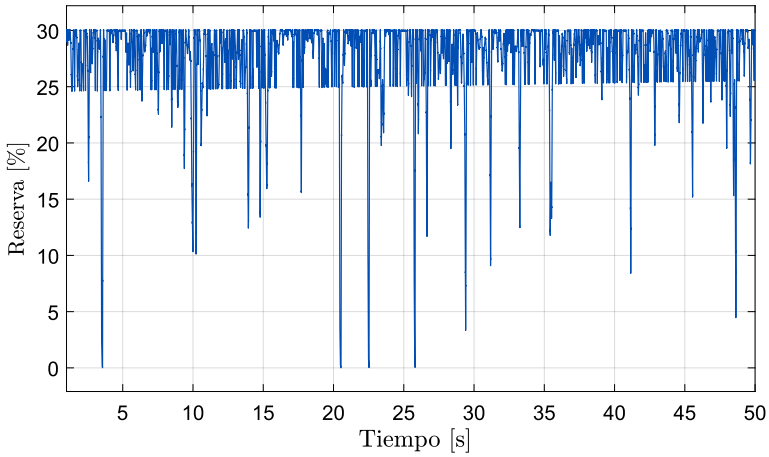


Figura 4.8: Porcentaje de reserva activa disponible.

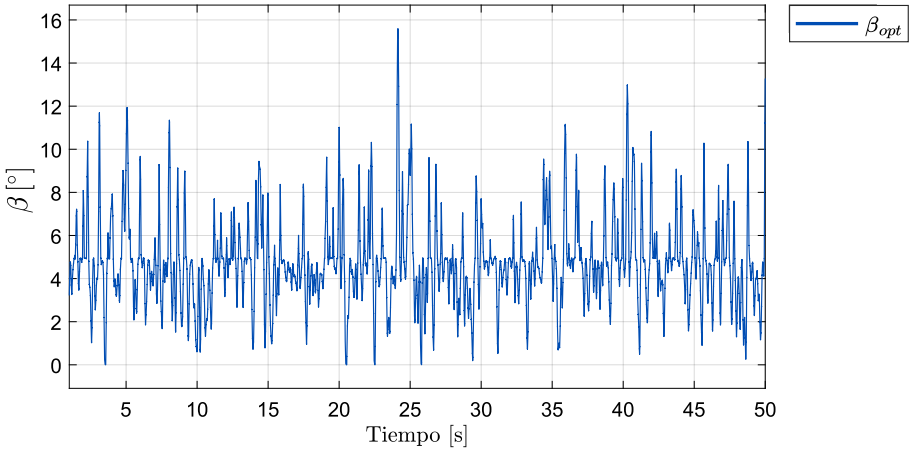


Figura 4.9: Variación del ángulo de paso bajo la estrategia RPPT.

De los resultados obtenidos en la simulación, se aprecia que el sistema responde correctamente a esta estrategia, adaptando la potencia de la turbina. Esto se observa en la Figura 4.7, donde se presenta la diferencia entre la potencia generada bajo la estrategia MPPT y la estrategia RPPT. Como era de esperarse, la potencia generada con RPPT se mantiene constantemente por debajo de la generada con MPPT, lo que evidencia que el sistema opera con una reserva activa intencionada, tal como se indica en la consigna del 30 %. Esta diferencia representa el margen que el sistema puede liberar en caso de una perturbación de frecuencia. En complemento, la Figura 4.8 muestra el porcentaje de reserva disponible a lo largo del tiempo. En ella se aprecia que, si bien el sistema no mantiene exactamente un valor constante, en la mayoría de los casos se ubica cerca del objetivo del 30 %. Las variaciones se deben a la dinámica del viento y a la velocidad de respuesta del sistema de control, lo cual es esperable en un entorno no lineal y con perturbaciones. Finalmente, en la Figura 4.9 se analiza el comportamiento del ángulo de paso, en el que se aprecia cómo este parámetro varía constantemente en respuesta al perfil de viento, con el fin de mantener el margen de potencia definido, lo cual se logra al limitar la captación de potencia y, por ende, sostener la reserva activa. Además, al comparar con el comportamiento del ángulo de paso obtenido bajo la estrategia MPPT (Figura 4.4), se evidencia aún

más cómo el ajuste del ángulo responde a la consigna de reserva previamente establecida.

4.2. Esquema de control de máquina sincrónica virtual

A partir de las referencias de potencia activa definidas mediante las estrategias MPPT y RPPT, se establece la consigna que alimenta el esquema de control de la máquina sincrónica virtual. Este controlador se integra dentro de la arquitectura de control general del sistema, y su propósito principal es reproducir el principio de operación de una máquina sincrónica convencional. Sin embargo, a diferencia de una máquina física, el VSM no está condicionado por restricciones mecánicas, lo que le permite una respuesta más rápida y flexible ante perturbaciones del sistema [5] [10]. En este contexto, el control VSM actúa como un puente entre las estrategias de operación del aerogenerador y su interacción con la red eléctrica. En las siguientes secciones se detalla el principio de operación de las máquinas sincrónicas para luego describir el esquema de control adoptado, así como el modelo dinámico utilizado para emular su comportamiento.

4.2.1. Modelo de control dinámico de una máquina sincrónica

Para analizar el comportamiento dinámico de una máquina sincrónica ante perturbaciones en el sistema eléctrico, es posible emplear un modelo simple que considera únicamente la dinámica mecánica del rotor, prescindiendo de la acción del gobernador y la turbina. Este enfoque resulta adecuado en estudios de estabilidad transitoria de corta duración, donde la respuesta del sistema está dominada por la inercia del generador, y no por los mecanismos de regulación de velocidad, los cuales actúan con constantes de tiempo más elevadas.

La dinámica del rotor puede describirse mediante una expresión de segundo orden que modela el equilibrio entre el par mecánico aplicado por la turbina (ΔT_m) y el par electromagnético desarrollado por la máquina (ΔT_e), incluyendo además el efecto del amortiguamiento del sistema, representado por ΔT_d.

$$2H\frac{\mathrm{d}\Delta\omega_m}{\mathrm{d}t} = \Delta T_m - \Delta T_e - \Delta T_d \tag{4.6}$$

Esta relación puede representarse en el dominio de Laplace mediante un modelo en pequeña señal (Figura 4.10), donde el bloque $\frac{1}{2Hs}$ refleja la contribución de la inercia, y la salida $\Delta\delta$ permite obtener la variación del ángulo del rotor a partir de la velocidad angular. Los efectos de sincronización y amortiguamiento se introducen a través de las constantes K_m y D, que actúan sobre el ángulo $\Delta\delta$ y la velocidad $\Delta\omega_m$, respectivamente. Cabe señalar que, dependiendo de la relación entre los parámetros H, D y K_m, el sistema puede presentar respuestas subamortiguadas, críticamente amortiguadas o sobreamortiguadas, lo que incide directamente en su capacidad de respuesta frente a desviaciones de frecuencia [15].

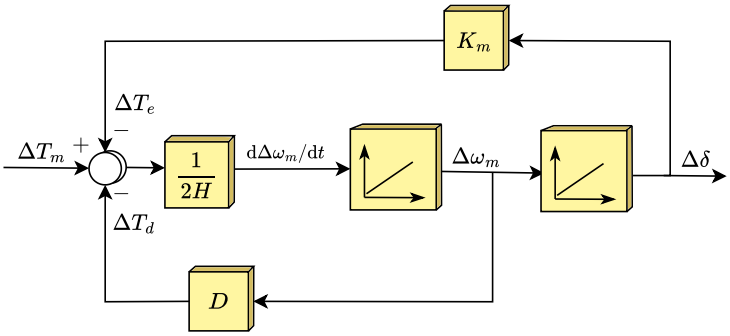


Figura 4.10: Modelo dinámico simple del rotor de una máquina sincrónica [15].

Este modelo simplificado, aunque reducido en su alcance, permite capturar una de las propiedades más distintivas de las máquinas sincrónicas referente a su capacidad de proporcionar una respuesta inercial inmediata ante perturbaciones. Esta respuesta está directamente asociada a la energía cinética almacenada en el rotor, y constituye un mecanismo que permite sostener la frecuencia durante los primeros instantes posteriores a un desequilibrio entre generación y demanda. Por lo tanto, este comportamiento característico, originado en la dinámica física del rotor, debe reproducirse adecuadamente en los sistemas basados en VSM, cuyo objetivo es actuar ante desviaciones de frecuencia, emulando y mejorando dicha respuesta mediante la incorporación de modelos matemáticos equivalentes y parámetros virtuales ajustables. A través de esto se permite dotar a convertidores carentes de inercia física de una capacidad de soporte dinámico que resulta esencial en sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable, mediante la integración de inercia virtual.

Ahora bien, cuando el análisis se extiende a escalas de tiempo mayores, resulta necesario incorporar al modelo la acción conjunta del gobernador y la turbina, responsables de la regulación primaria de frecuencia. Este sistema de control responde proporcionalmente a las desviaciones de frecuencia ajustando la potencia mecánica entregada al generador, con el objetivo de estabilizar la frecuencia, pero sin garantizar su retorno al valor nominal.

El esquema clásico considera un regulador de velocidad proporcional, conocido como estatismo, que introduce una variación en la potencia de referencia del generador en función de la magnitud de la desviación de frecuencia. A este bloque suele asociarse una dinámica de retardo, producto de la respuesta física del sistema mecánico, la cual puede complementarse con una compensación dinámica que mejora la respuesta transitoria inicial, amortiguando la caída abrupta de frecuencia tras un evento. La señal de potencia corregida modula la entrada de la turbina, cuya dinámica se representa mediante una función de primer orden que captura las características del sistema. Finalmente, la potencia desarrollada se aplica al rotor del generador, cuya respuesta se modela como una masa rotacional con amortiguamiento.

La Figura 4.11 muestra el modelo funcional completo, que integra los efectos del control por estatismo, tanto en su comportamiento estacionario como en su respuesta dinámica, junto con la respuesta de la turbina y la dinámica del generador sincrónico. Esta representación permite evaluar tanto la respuesta inercial inmediata del sistema como su capacidad de recuperación frente a desbalances prolongados.

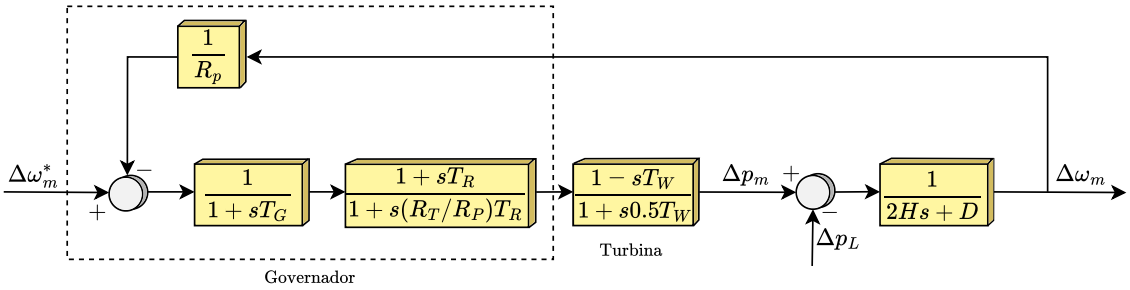


Figura 4.11: Modelo de control de frecuencia de una unidad hidroeléctrica simple [15].

En general, el control de frecuencia en una máquina sincrónica convencional se sustenta en la interacción entre tres componentes clave que son el gobernador, la turbina y la inercia total del sistema rotativo (turbina y generador). El gobernador regula la velocidad del sistema en función de la frecuencia, la turbina traduce esa señal en una variación de potencia mecánica, y la masa rotante proporciona una respuesta inmediata gracias a la energía cinética almacenada. Adicionalmente, en este esquema el control por estatismo para estado estacionario cumple un rol esencial, ya que establece la sensibilidad del generador ante desviaciones de frecuencia. Este mecanismo actúa de forma descentralizada, continua y local, permitiendo repartir automáticamente el esfuerzo de regulación entre múltiples unidades generadoras.

Ahora bien, al trasladar este concepto al entorno de control VSM, se mantiene el objetivo funcional, que consiste en responder a cambios de frecuencia modulando la potencia activa, pero varía el modo de implementación. En una máquina sincrónica real, el control por estatismo regula la potencia mecánica suministrada por la turbina. En cambio, en un esquema VSM, dicho control actúa sobre la ecuación de oscilación virtual, modulando la reserva de potencia activa disponible que se conserva gracias al RPPT. De este modo, el esquema de control junto con las variables virtuales que participan en la ecuación, permite formular una referencia que percibe las condiciones de la red y actúa de forma activa. Esta diferencia estructural implica que, aunque ambos esquemas comparten el mismo principio operativo, los parámetros virtuales como $K_{m,\mathrm{v}}$, D_v y H_v, que emulan la rigidez y la amortiguación electromecánica de los generadores reales, son fundamentales para otorgar al convertidor la capacidad de prestar soporte de frecuencia a través de su interacción con el DFIG.

4.2.2. Modelo de control tipo máquina sincrónica virtual

La implementación del control basado en la máquina sincrónica virtual tiene como propósito emular la respuesta inercial de una máquina sincrónica convencional, para ello utiliza esquemas de retroalimentación que actúan sobre los convertidores del sistema. En particular, en el sistema que se estudia y analiza cómo el ángulo virtual de la máquina es capaz de otorgar una referencia para las variables del sistema con tal de permitir al convertidor entregar las consignas de par que permiten dotar al sistema de una variación controlada de potencia activa ante desviaciones de frecuencia. Esta acción permite integrar a los sistemas de generación eólica con DFIG a que participen activamente en el soporte dinámico de la red eléctrica. Por otro lado, a diferencia de una máquina sincrónica real, el VSM no posee una masa rotante física, sino que reproduce su comportamiento dinámico

mediante modelos matemáticos implementados en el lazo de control como se ejemplifica más adelante.

En primer lugar, el esquema de control adoptado se fundamenta en un modelo de masa única, análogo al de una máquina sincrónica convencional, cuya dinámica está gobernada por la ecuación diferencial de oscilación mecánica [5][10][15].

$$\frac{\mathrm{d}\omega_{m,\mathrm{v}}}{\mathrm{d}t} = \frac{1}{2H_{\mathrm{v}}}(T_{t,\mathrm{v}} - T_{e,\mathrm{v}} - T_{d,\mathrm{v}}) \tag{4.7}$$

A partir de (4.7), se identifican las variables fundamentales que conforman la dinámica del modelo virtual. Entre ellas se encuentran $\omega_{m,\mathrm{v}}$, que representa la velocidad angular del rotor; H_{v}, la constante de inercia; $T_{t,\mathrm{v}}$, el par de la turbina; $T_{e,\mathrm{v}}$, el par electromagnético; y $T_{d,\mathrm{v}}$, el par de amortiguamiento. Adicionalmente, considerando que el rotor gire libremente [5], se asume que la potencia mecánica no influye directamente sobre la dinámica del generador virtual, es decir, $T_{t,\mathrm{v}} = 0$. Bajo esta premisa, la dinámica de la frecuencia virtual depende exclusivamente de la interacción entre el par de la máquina y el par de amortiguamiento. La Figura 4.12 ilustra la dinámica de control junto al principio de operación del sistema VSM.

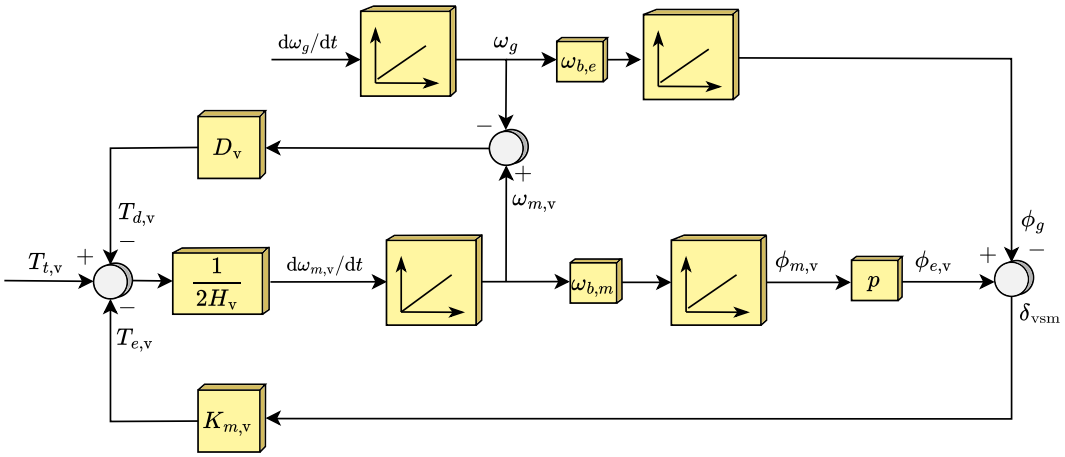


Figura 4.12: Dinámica de una máquina sincrónica virtual de masa única con lazo de sincronización de par para un generador virtual en libre rotación [5].

El par de la máquina virtual representa la acción principal que busca alinear la fase interna del generador virtual con la fase de la red eléctrica. Este comportamiento emula el de una máquina sincrónica real, donde la diferencia de fase entre el eje del generador y la red produce un par sincronizante que tiende a restablecer el equilibrio del sistema. En el modelo VSM, este efecto se emula mediante una relación lineal entre el par electromagnético virtual y el ángulo de carga virtual, válida para ángulos pequeños de δ_{vsm}.

$$T_{e,\mathrm{v}} = K_{m,\mathrm{v}}\delta_{\mathrm{vsm}} \tag{4.8}$$

Donde $\delta_{\mathrm{vsm}} = \phi_{e,\mathrm{v}} - \phi_g$ es el ángulo de carga virtual, que se define como la diferencia entre el ángulo eléctrico interno generado por el control VSM ($\phi_{e,\mathrm{v}}$) y el ángulo eléctrico de la tensión de la red (ϕ_g). Este ángulo refleja el desfase relativo entre el generador virtual

y la red, el cual es el principal responsable de generar un flujo de potencia activa. A su vez, la constante $K_{m,\mathrm{v}}$, denominada ganancia del par virtual representa la sensibilidad del sistema al desfase angular que se produce. Físicamente, es posible realizar la analogía como una medida de la rigidez del acoplamiento entre la máquina virtual y la red. En un generador sincrónico real, este parámetro se asocia con la relación entre la fuerza electromotriz interna de la máquina, los terminales del estator y su respectiva reactancia sincrónica.

En base a lo descrito anteriormente y con el objetivo de establecer una analogía con el comportamiento de la máquina sincrónica real, es posible definir el coeficiente K_m en el contexto del modelo virtual a partir del análisis clásico del par electromagnético. Donde en condiciones de operación en estado estacionario, y considerando que todas las magnitudes se expresan en por unidad, el par electromagnético (T_e) de una máquina sincrónica isotrópica se define como en (4.9).

$$T_e = \frac{EV}{X_s}\sin(\delta) \tag{4.9}$$

En consecuencia, de linealizar la expresión en torno a su punto de equilibrio, se deduce la derivada de esta expresión con respecto al ángulo de carga, el cual representa el desfase angular entre la tensión y corriente del estator, lo que da lugar al coeficiente de par sincronizante.

$$K_m = \left.\frac{\mathrm{d}T_e}{\mathrm{d}\delta}\right|_{\delta_0} = \frac{EV}{X_s}\cos(\delta_0) \tag{4.10}$$

Una vez que se tiene presente esta componente que forma parte del esquema convencional, es posible extrapolar la analogía para el modelo desarrollado en este trabajo basado en DFIG, donde el par electromagnético se calcula dinámicamente en función de la tensión de estator y la corriente del rotor, lo que permite adoptar el comportamiento del sistema según las condiciones operativas instantáneas. Cabe destacar que la expresión se encuentra en por unidad y en el sistema de coordenada sincrónico.

$$T_e = \frac{L_m}{L_s}|v_s||i_r|\sin(\delta) \tag{4.11}$$

A partir de esta relación, el coeficiente de par sincronizante se obtiene de igual forma que para el caso de la máquina sincrónica convencional, es decir, a partir de su linealización.

$$K_{m,\mathrm{v}} = \left.\frac{\mathrm{d}T_{e,\mathrm{v}}}{\mathrm{d}\delta}\right|_{\delta_0} = \frac{L_m}{L_s}|v_s|\,|i_r|\cos(\delta_0) \tag{4.12}$$

Cabe resaltar que esta no constituye una definición directa, sino una estimación basada en variables instantáneas del sistema, que permite capturar el grado de acoplamiento entre la tensión del estator y la corriente del rotor, lo que permite ajustar el comportamiento de la máquina sincrónica virtual de acuerdo al estado dinámico del generador real, logrando sincronización en frecuencia y fase con la red, incluso ante perturbaciones.

Adicionalmente, dentro del modelo virtual también se introduce un término de amortiguamiento, cuyo propósito es reproducir el efecto de los devanados amortiguadores que

se encuentran presentes en un generador sincrónico real, quienes desempeñan un papel crucial en lo que respecta a la estabilidad transitoria, disipando oscilaciones y reduciendo el sobrepaso ante perturbaciones rápidas de frecuencia. En el caso particular del esquema VSM que se busca implementar, este amortiguamiento se introduce dentro del sistema como un par virtual proporcional a la derivada del ángulo de carga eléctrico δ_{vsm}, conocido como deslizamiento angular.

$$T_{d,\text{v}} = \frac{D_\text{v}}{\omega_{b,e}} \frac{\text{d}\delta_{\text{vsm}}}{\text{d}t} \tag{4.13}$$

En esta expresión, D_v representa la constante de amortiguamiento virtual, mientras que $\frac{\text{d}\delta_{\text{vsm}}}{\text{d}t} = \omega_{m,\text{v}} - \omega_g$ corresponde al deslizamiento angular, es decir, la diferencia entre la velocidad angular interna del rotor virtual y la frecuencia angular de la red eléctrica. A través de este término se cumple la función durante eventos dinámicos de suavizar la respuesta transitoria, evitando oscilaciones indeseadas y mejorando la sincronización del sistema con la red. Por otro lado, para poder analizar la dinámica del sistema y justificar la elección de D_v, se recurre a la formulación en el dominio de Laplace, donde se obtiene la función de transferencia que relaciona el par electromagnético virtual ($T_{e,\text{v}}$) con la tasa de cambio de frecuencia de red ($\frac{\text{d}\omega_g}{\text{d}t}$). Cabe destacar que la deducción de la función de transferencia se deduce de la Figura 4.12; sin embargo, para mayor detalle, revisar el Apéndice E.1.

$$\frac{T_{e,\text{v}}}{\text{d}\omega_g/\text{d}t} = \frac{-K_m\omega_{b,e}}{s^2 + 2\zeta_\text{v}\omega_\text{v}s + \omega_\text{v}^2} \tag{4.14}$$

La expresión que se tiene para la dinámica del sistema puede asociarse a la forma característica de un sistema de segundo orden, donde los parámetros principales están definidos de la siguiente forma.

$$\omega_\text{v}^2 = \frac{K_{m,\text{v}}\omega_{b,e}}{2H_\text{v}}, \quad \zeta_\text{v} = \frac{D_\text{v}}{\sqrt{8H_\text{v}K_{m,\text{v}}\omega_{b,e}}} \tag{4.15}$$

La formulación de esta función de transferencia resulta particularmente útil para analizar la respuesta transitoria del sistema frente a perturbaciones de frecuencia. En este contexto, se persigue una respuesta críticamente amortiguada, que asegure una transición rápida hacia el equilibrio sin incurrir en sobreoscilaciones ni sobrepasos indeseados. Esta condición se alcanza al imponer $\zeta_\text{v} = 1$, lo que permite determinar un valor crítico para el coeficiente de amortiguamiento virtual.

$$D_{\text{v,crit}} = \sqrt{8H_\text{v}K_{m,\text{v}}\omega_{b,e}} \tag{4.16}$$

Este valor garantiza una respuesta transitoria en el marco del control, permitiendo al generador virtual participar activamente en el soporte de frecuencia sin comprometer la estabilidad dinámica del sistema. En particular, el ajuste crítico del coeficiente D_v permite disipar de forma efectiva las oscilaciones transitorias inducidas por desequilibrios súbitos entre generación y demanda.

Por otro lado, con el fin de dotar al modelo virtual de un comportamiento más realista y robusto frente a perturbaciones, se incorpora un modelo dinámico que permite estimar

la frecuencia angular de la red, dado que si no se considera esta estimación y simplemente se asume su valor nominal, se reduce significativamente la capacidad del sistema para representar correctamente el deslizamiento angular, lo que impacta negativamente la dinámica del par de amortiguamiento virtual ante eventos transitorios. Asimismo, al operar directamente bajo el esquema MPPT sin considerar una reserva de potencia limita la capacidad del sistema para responder a desviaciones de frecuencia. Ante ocurrir una reducción de la frecuencia, el control por estatismo demanda una potencia adicional que no puede ser suministrada por falta de margen, lo que lleva a la saturación del sistema y a que el aporte del mismo se reduzca a cero, disminuyendo el amortiguamiento efectivo del sistema y comprometiendo su capacidad de respuesta frente a perturbaciones. No obstante, incluso operando con RPPT, si la magnitud o duración de la perturbación supera la reserva de potencia disponible, el sistema alcanza nuevamente su límite. En ese escenario, el convertidor queda sin capacidad de respuesta adicional, y el efecto del control de estatismo se ve nuevamente degradado, comprometiendo la estabilidad del sistema.

Esta estimación se basa en una formulación en el dominio de Laplace, donde la frecuencia angular de la red $\hat{\omega}_g$ se obtiene a partir de la velocidad angular del rotor virtual $\omega_{m,\mathrm{v}}$ y del ángulo de carga eléctrico δ_{vsm}.

$$\hat{\omega}_g = \omega_{m,\mathrm{v}} - \frac{s}{1 + sT_{f,\mathrm{v}}} \frac{\delta_{\mathrm{vsm}}}{\omega_{b,e}} \tag{4.17}$$

En esta ecuación, $\delta_{\mathrm{vsm}} = \phi_{e,\mathrm{v}} - \phi_{\vec{u}_s^{\alpha\beta}}$ representa el ángulo de carga virtual, que se determina como la diferencia entre el ángulo eléctrico interno del esquema de control VSM y el ángulo de la tensión del estator. El parámetro $T_{f,\mathrm{v}}$ corresponde a la constante de tiempo del filtro, que determina la dinámica con la cual se suaviza la variación del ángulo de carga para estimar la frecuencia de red. Esto, permitiendo una estimación de la frecuencia durante condiciones dinámicas. Es importante destacar que $T_{f,\mathrm{v}}$ no se selecciona con el fin de replicar la constante de tiempo asociada a la dinámica de una máquina sincrónica real, sino que se opta por un valor pequeño de manera intencional, con el objetivo de mejorar la respuesta del sistema frente a perturbaciones rápidas. Esta decisión permite obtener un mayor amortiguamiento durante eventos transitorios.

A partir del principio de funcionamiento descrito para el modelo VSM, donde se introducen las variables fundamentales que definen su dinámica incluyendo el par sincronizante, el amortiguamiento virtual y la emulación de inercia, es posible extender el análisis hacia mecanismos de soporte más avanzados. En particular, el control por estatismo representa una herramienta esencial para regular la potencia activa inyectada a la red en función de la frecuencia medida, aportando flexibilidad y estabilidad ante perturbaciones. Las secciones siguientes detallan la implementación y adaptación de este control dentro del marco de la arquitectura VSM, abordando tanto su formulación en estado estacionario como su extensión dinámica.

4.3. Control de potencia activa por estatismo

Una vez establecida la dinámica del generador virtual y definida la evolución de su frecuencia interna, es posible incorporar mecanismos adicionales de regulación que permitan al control VSM responder de manera más eficaz ante desviaciones de frecuencia en el sistema eléctrico. En este contexto, el control por estatismo constituye una herramienta

fundamental, ya que ajusta la potencia activa inyectada en función del error de frecuencia, emulando el comportamiento típico de las unidades sincrónicas. Esta capacidad es posible gracias al margen de reserva de par, el cual se gestiona mediante la estrategia de control RPPT.

En este trabajo se implementan dos variantes complementarias del control por estatismo. La primera, de carácter estacionario, modula la potencia activa en proporción a la desviación de frecuencia, permitiendo una redistribución sencilla del soporte de potencia. La segunda, de naturaleza dinámica, incorpora realimentación basada en el error de par, lo que permite una utilización más eficiente del margen de reserva de potencia y mejora la respuesta transitoria del sistema. Ambas estrategias se integran armónicamente dentro del marco del control VSM, dotando al convertidor de una capacidad de respuesta más robusta y autónoma ante perturbaciones que afecten la estabilidad de frecuencia.

4.3.1. En estado estacionario

Si bien el control de una máquina sincrónica virtual tiene como objetivo principal emular la dinámica inercial de una máquina sincrónica real, muchos enfoques presentes en la literatura se centran únicamente en replicar la oscilación mecánica del rotor virtual, omitiendo mecanismos explícitos de regulación activa de potencia. No obstante, cuando el sistema opera con reservas de potencia, por ejemplo, bajo la estrategia RPPT, resulta posible y beneficioso activar un control por estatismo que actúe sobre la potencia del convertidor.

La incorporación de esta estrategia permite que el generador virtual ajuste su potencia activa según la desviación estimada de frecuencia, dentro de una banda de tolerancia definida, emulando así el comportamiento de un gobernador de velocidad en una máquina sincrónica real, el cual se activa solo cuando existe reserva de potencia y la frecuencia cae por debajo del umbral definido. Esta acción extiende la funcionalidad del modelo VSM más allá de la emulación inercial, permitiéndole entregar soporte de frecuencia de forma proporcional y autónoma, sin coordinación externa. Para ello, es necesario estimar la diferencia entre la frecuencia nominal y la frecuencia interna del generador virtual.

$$\Delta\hat{\omega}_g = 1 - \omega_{m,v} \tag{4.18}$$

Una de las características clave es la inclusión de una banda de tolerancia en torno a la frecuencia nominal de la red, representada por el parámetro $\Delta\omega_g$. Dentro de este margen, se considera que las variaciones de frecuencia son menores y no requieren acción correctiva, por lo que no se inyecta potencia adicional, pero cuando la desviación de frecuencia supera este umbral, el sistema comienza a actuar proporcionalmente al exceso, modulando la potencia activa que entrega el convertidor. Esta respuesta se implementa mediante el control segmentado, cuya pendiente está definida por el parámetro k_d, cuyo parámetro representa cuánta potencia adicional se inyecta por cada unidad de desviación de frecuencia, fuera del margen de tolerancia. La expresión que formaliza esta lógica es la siguiente.

$$\Delta p = \begin{cases} k_d \left(\Delta\hat{\omega}_g \pm \Delta\omega_g\right), & \text{si } |\Delta\hat{\omega}_g| > \Delta\omega_g \\ 0, & \text{en caso contrario} \end{cases} \tag{4.19}$$

Esta variación se aplica sobre la potencia de referencia $\overline{p}_t^*$. Por tanto, la relación también

puede expresarse desde un punto de vista como el cambio relativo respecto a la potencia de referencia. Es importante mencionar que la potencia de referencia se define de acuerdo con el modo en que opere el sistema, es decir, MPPT o RPPT, como se define en (4.2).

$$\Delta p = \frac{p_t - \overline{p}_t^*}{\overline{p}_t^*} \tag{4.20}$$

Desde una perspectiva funcional, esta estrategia permite escalar progresivamente el soporte de potencia activa según la severidad de la desviación de frecuencia, evitando respuestas abruptas o sobredimensionadas. Esta lógica es representada visualmente en la Figura 4.13, donde se observa la zona verde correspondiente a la banda muerta, donde no se produce acción alguna y las dos regiones de respuesta activa ubicadas a ambos extremos, asociadas a condiciones de sobrefrecuencia o subfrecuencia.

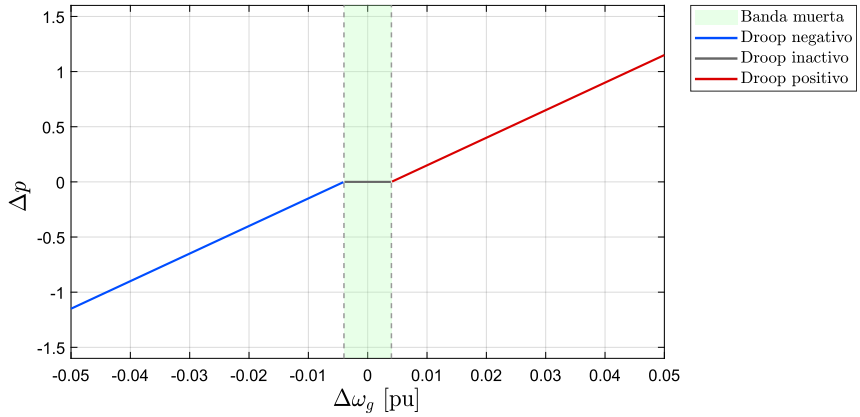


Figura 4.13: Curva de control por estatismo activo con banda de tolerancia $\Delta\omega_g = 0.004$ [pu].

Finalmente, para asegurar que no se demande más potencia de la que efectivamente está disponible, la referencia de potencia del control por estatismo se limita mediante una saturación al valor de reserva máxima, definido como la diferencia entre la potencia disponible en operación MPPT y la potencia actual bajo el esquema RPPT.

$$\overline{p}_d^* = \text{mín}\left(\overline{p}_t^* \cdot \Delta p,\ p_{d,\text{max}}\right) \tag{4.21}$$

$$p_{d,\text{max}} = \text{máx}\left(\underbrace{p_t^{\text{MPPT}} - \overline{p}_t^*}_{p_{t,res}},\ 0\right) \tag{4.22}$$

De esta forma, el control se activa únicamente cuando el sistema dispone de capacidad de respuesta, permaneciendo inactivo en ausencia de reserva. La señal $\overline{p}_d^*$ obtenida a partir de este esquema se utiliza como entrada para el control dinámico, cuya función es ajustar la entrega efectiva de potencia activa. Con el fin de complementar la lógica de control asociada al funcionamiento estacionario, la Figura 4.14 se presenta de manera representativa para ilustrar la relación entre las variables involucradas en el sistema.

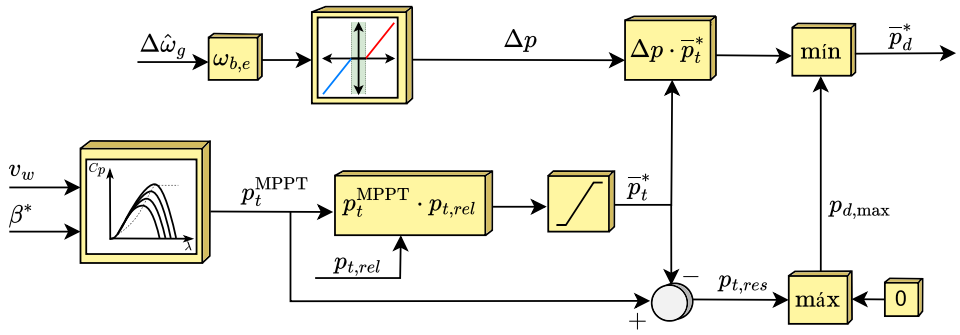


Figura 4.14: Esquema del control por estatismo en régimen estacionario

4.3.2. En estado dinámico

El control por estatismo para estado estacionario, introducido previamente, permite ajustar la reserva de potencia en función de la desviación de frecuencia a partir de una relación proporcional predefinida. No obstante, con el fin de introducir un control más robusto y evitar comportamientos no deseados, se incorpora un esquema de saturación dinámica basado en realimentación de estados [5]. Esta estrategia tiene como objetivo limitar la potencia adicional solicitada según la cantidad efectiva de reserva disponible en cada instante, lo que permite una regulación más precisa del par virtual aplicado por la turbina virtual. De este modo, el sistema conserva su capacidad de respuesta ante eventos transitorios sin comprometer la estabilidad ni exceder sus límites operativos.

La base del diseño parte de la definición del par de referencia máximo que puede ser aplicado sin sobrepasar la potencia disponible en RPPT, lo que conlleva a la siguiente expresión. Es esencial indicar que este valor representa la mayor contribución de par adicional que el sistema puede entregar sin comprometer el margen operativo.

$$T_{e,\mathrm{v}}^* = \frac{p_{t,res}}{\omega_m} \tag{4.23}$$

De acuerdo con lo anterior, resulta necesario analizar la interacción entre el par electromagnético virtual ($T_{e,\mathrm{v}}$) y el par de la turbina virtual ($T_{t,\mathrm{v}}$), dado que dicha relación define directamente la dinámica del sistema bajo el esquema de control VSM. Para ello, se recurre a un análisis en pequeña señal que permite linealizar el comportamiento del sistema en torno a su punto de operación. Este análisis se basa en la representación que se presenta en la Figura 4.12, y tiene como objetivo descomponer las principales variables dinámicas que intervienen en la generación del par virtual, a fin de identificar una expresión que relacione explícitamente la entrada ($T_{t,\mathrm{v}}$) con la salida ($T_{e,\mathrm{v}}$) del sistema. En consecuencia, se desglosan las ecuaciones que definen la planta del sistema, es decir, el modelo dinámico que gobierna la evolución del par virtual. Las expresiones fundamentales se presentan a continuación, mientras que su desarrollo se encuentra en el Apéndice E.2.

$$s\underbrace{(\omega_{m,\mathrm{v}} - \omega_g)}_{\Delta\omega_{m,\mathrm{v}}} = \frac{1}{2H_{\mathrm{v}}}\left(T_{t,\mathrm{v}} - T_{m,\mathrm{v}} - D_{\mathrm{v}}\Delta\omega_{m,\mathrm{v}}\right) \tag{4.24}$$

$$sT_{e,\mathrm{v}} = K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}\Delta\omega_{m,\mathrm{v}} \tag{4.25}$$

$$\frac{T_{e,\mathrm{v}}}{T_{t,\mathrm{v}}} = \frac{\omega_{\mathrm{v}}^2}{s^2 + 2\zeta_{\mathrm{v}}\omega_{\mathrm{v}} s + \omega_{\mathrm{v}}^2} \tag{4.26}$$

Esta representación corresponde a un sistema de segundo orden, a partir del cual se estructura el modelo en espacio de estados que se describe anteriormente, el cual incluye las ecuaciones (54) y (55). Además, se incorpora la acción integral, que se representa en (56), con el fin de garantizar el seguimiento preciso del par de referencia en régimen permanente. Esta formulación permite diseñar un controlador por realimentación de estados que ajusta el par virtual entregado por el sistema en función de la reserva de potencia disponible, mejorando la respuesta transitoria y evitando así sobrepasos no deseados.

$$\frac{\mathrm{d}\xi}{\mathrm{d}t} = T_{e,\mathrm{v}} - T_{e,\mathrm{v}}^* \tag{4.27}$$

A partir del modelo dinámico del sistema virtual, se define el vector de estados, donde $\Delta\omega_{m,\mathrm{v}}$ representa el deslizamiento virtual, $T_{e,\mathrm{v}}$ el par electromagnético virtual y ξ el estado integral que compensa el error de seguimiento en estado estacionario.

$$x = \begin{pmatrix} \Delta\omega_{m,\mathrm{v}} \\ T_{e,\mathrm{v}} \\ \xi \end{pmatrix} \tag{4.28}$$

Una vez que se tiene el vector de estados del sistema, se procede a formular las ecuaciones y definiciones que rigen la estructura del control basado en espacio de estados. A continuación, se presentan las expresiones fundamentales asociadas a este enfoque. El desarrollo detallado de la formulación se incluye en el Apéndice E.3.

$$\frac{\mathrm{d}x}{\mathrm{d}t} = Ax + bu - v, \tag{4.29}$$

$$y = T_{e,\mathrm{v}} = c^\top x = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} x, \quad y^* = T_{e,\mathrm{v}}^* \tag{4.30}$$

$$u = T_{t,\mathrm{v}} = y^* - k^\top x = y^* - \begin{pmatrix} k_1 & k_2 & k_3 \end{pmatrix} x. \tag{4.31}$$

A fin de determinar los valores adecuados para el vector de ganancias de realimentación de estados (k), se procede a igualar el polinomio característico del sistema en lazo cerrado con uno deseado de tercer orden.

$$\det\left(\mathbf{A} - \mathbf{b}\mathbf{k}^\top - \lambda\mathbf{I}\right) = \lambda^3 + \lambda^2\left(\frac{1}{t_w} + 2\zeta\omega\right) + \lambda\left(\omega^2 + \frac{2\zeta\omega}{t_w}\right) + \frac{\omega^2}{t_w} \tag{4.32}$$

$$k = \begin{pmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2H_{\mathrm{v}}\left(\frac{1}{t_w} + 2\zeta\omega\right) - D_{\mathrm{v}} \\ \frac{2H_v}{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}\left(\omega^2 + \frac{2\zeta\omega}{t_w}\right) - 1 \\ \frac{2H_{\mathrm{v}}}{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}} \cdot \frac{\omega^2}{t_w} \end{pmatrix} \tag{4.33}$$

El vector de ganancias k está compuesto por parámetros de ajuste dinámico que determinan el comportamiento del sistema los cuales son la constante de amortiguamiento deseada ζ, la frecuencia natural ω, y el tiempo característico t_w. Estos se combinan con parámetros propios del modelo VSM, como son la inercia virtual y la ganancia del par sincronizante virtual. De esta forma el control en espacio de estados permite calcular el par de referencia para la turbina virtual, a partir de la reserva disponible.

No obstante, aunque el valor de referencia ya se encuentra definido, la implementación del esquema de saturación dinámica requiere asegurar que dicha referencia sea coherente tanto con la dirección del flujo de potencia activa como con la disponibilidad real de reserva. Para ello, se incorpora un bloque de conmutación condicional que selecciona entre $\overline{p}_d^*$, correspondiente al valor calculado desde la curva por estatismo en régimen estacionario, y $p_{d,\mathrm{din}}^*$, generado por el lazo de control basado en realimentación de estados. Este mecanismo evita que el sistema aplique un par superior al disponible o que actúe en sentido opuesto a la respuesta inercial previamente activada. De este modo, si la diferencia de potencia es positiva ($\Delta p \geq 0$), se permite el uso de $p_{d,\mathrm{din}}^*$; en caso contrario, la acción correctiva se restringe a la referencia estacionaria.

Adicionalmente, para evitar efectos no deseados de acumulación en el integrador asociado a la acción de seguimiento (ξ), se implementa una estrategia de inicialización condicional del estado integral. Para cuando el sistema no está ejecutando emulación de inercia, es decir, el estado del integrador se reinicia a un valor predeterminado en función del valor de referencia. Esta acción asegura que, al reactivarse la dinámica inercial, el sistema se encuentre en una condición de equilibrio inicial adecuada, evitando discontinuidades.

$$\xi_0 = -\frac{k_2}{k_3} T_{e,\mathrm{v}}^* \tag{4.34}$$

De esta forma, se construye el esquema de control en estado dinámico, cuya finalidad es aprovechar la respuesta natural del sistema sin exceder las limitaciones físicas impuestas. Este control permite contribuir al balance de frecuencia mediante la acción del par de reserva, el cual retroalimenta la ecuación de oscilación mecánica para ajustar dinámicamente el ángulo del rotor en la máquina sincrónica virtual. La Figura 4.15 ilustra este segmento del esquema de control.

Cabe destacar que el detalle de cada uno de los parámetros configurados para el esquema de control de la máquina sincrónica virtual se presenta en la Tabla 4.1. Estos parámetros incluyen, por una parte, los tiempos de filtrado empleados en la estimación de frecuencia utilizada por el modelo, y por otra, los valores que determinan la asignación del polinomio característico para el control por estatismo dinámico. Además, se especifican los umbrales de activación y los coeficientes asociados a la lógica de este control.

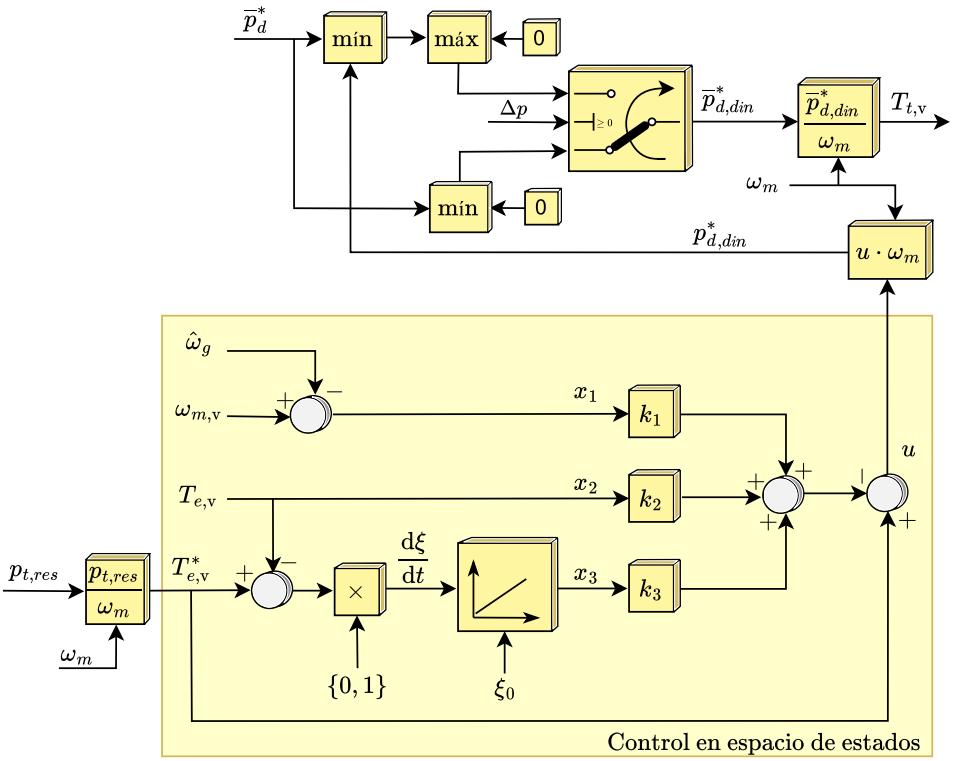


Figura 4.15: Esquema de control por estatismo en estado dinámico

Tabla 4.1: Parámetros del modelo de control VSM

Parámetro	Valor	Unidad
T_f	0.1	s
k_d	0.01	–
$\Delta\omega_g$	1.257	rad/s
z	1	–
T_w	0.1	s
ω	6π	rad/s

A partir de cada uno de los controles que se detallan en esta sección se construye el esquema de control de máquina sincrónica virtual, cuyo principio fundamental se basa en la ecuación de oscilación mecánica. Este esquema incorpora además un amortiguamiento virtual, el cual se ajusta dinámicamente en función de las condiciones de operación del sistema. Tal como se explica anteriormente, el amortiguamiento virtual se formula considerando el principio de una máquina girando libremente, es decir, en ausencia de par de reserva generado por una turbina virtual. Para su diseño, se define un coeficiente de amortiguamiento que busca alcanzar un comportamiento críticamente amortiguado, y se incluye asimismo el término asociado al par sincronizante, ambos calculados dinámicamente en tiempo real.

Por otra parte, el control incorpora un mecanismo de estimación de la frecuencia del sistema, con el fin de monitorear las desviaciones respecto a la referencia nominal.

Cuando estas desviaciones superan la banda de tolerancia establecida, se activa un control por estatismo que permite calcular, de forma relativa, la cantidad de potencia necesaria para contribuir al restablecimiento del equilibrio del sistema. Sin embargo, dado que la capacidad del generador está restringida por las limitaciones físicas del DFIG, se integran mecanismos de saturación tanto en régimen dinámico como en estado estacionario, con el propósito de evitar solicitudes de potencia irreales que puedan comprometer la operación segura del aerogenerador. A continuación, se presenta el esquema completo del control de la máquina sincrónica virtual.

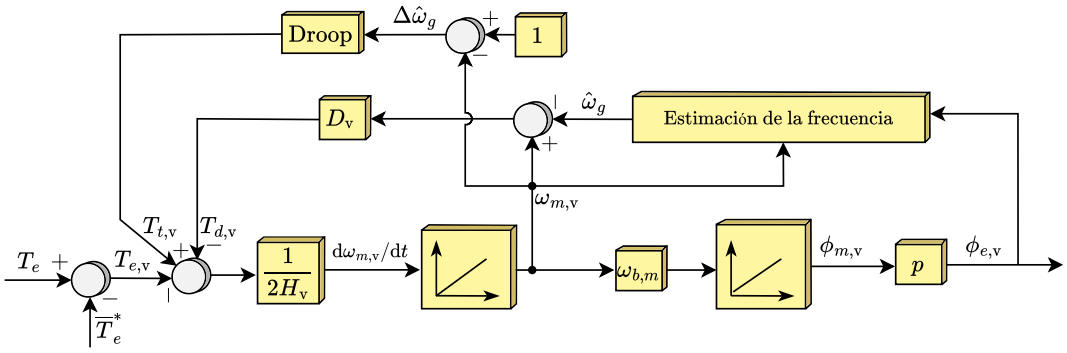


Figura 4.16: Esquema de control de máquina sincrónica virtual.

4.4. Definición del par de referencia inercial

El ángulo $\phi_{e,\mathrm{v}}$ que genera el modelo de máquina sincrónica virtual está definido en el marco estacionario $\alpha\beta$, el cual, bajo condiciones de operación en estado estable, dicho ángulo se encuentra sincronizado con la tensión del estator, es decir, $\phi_{e,\mathrm{v}} \approx \phi_{\vec{u}_s^{\alpha\beta}}$. Esta sincronización permite que el VSM actúe como una fuente virtual que proporciona una referencia activa de frecuencia, definiendo un marco de referencia giratorio equivalente al de una máquina sincrónica convencional. La información de fase que entrega el sistema VSM se aprovecha para permitir que el esquema de control predictivo directo de par, que se encarga de gobernar el inversor ubicado en el rotor de la máquina, actúe de forma coordinada con la dinámica virtual impuesta por el VSM, lo que permite que el DFIG pueda otorgar soporte inercial y de frecuencia ante perturbaciones en el sistema eléctrico de potencias. Esto se logra al crear una referencia de par virtual que se introduce dentro del esquema de control. Para ello se reformula la ecuación del par electromagnético que se origina a partir de la interacción entre el vector de flujo del estator $\vec{\psi}_s$ y la corriente del estator $\vec{i}_s$ expresados en el marco estacionario $\alpha\beta$.

$$T_e = |\vec{\psi}_s||\vec{i}_s| \sin(\phi_{\psi_s} - \phi_{i_s}) \tag{4.35}$$

El objetivo es aprovechar la relación que existe entre el ángulo de la tensión del estator y el flujo del estator. Por esta razón, se requiere aplicar un desfase angular a $\phi_{e,\mathrm{v}}$ con el fin de alinearlo con la dirección del vector de flujo $\vec{\psi}_s$. Considerando que, en régimen estacionario, el vector de flujo es prácticamente ortogonal a la tensión del estator, dicho desplazamiento angular equivale a $\frac{\pi}{2}$. Esta corrección asegura que el ángulo virtual que se utiliza en el control predictivo de par sea coherente con la evolución del flujo magnético,

manteniendo así la consistencia física del modelo y la eficacia del esquema de control. Una vez corregido este desfase, el ángulo virtual ajustado puede ser utilizado como referencia para definir un par deseado de tipo inercial.

$$T^*_{\text{vsm}} = |\vec{\psi}_s||\vec{i}_s| \sin(\phi_{e,\text{v}} - \phi_{i_s}) \tag{4.36}$$

La ecuación (4.36) representa la formulación del par electromagnético virtual de referencia, el cual se construye a partir de la magnitud del flujo del estator $|\vec{\psi}_s|$, la magnitud de la corriente del estator $|\vec{i}_s|$, y el ángulo de carga virtual definido como $\phi_{e,\text{v}} - \phi_{i_s}$. Sin embargo, al emplear esta señal de forma directa como referencia en el lazo de control predictivo tipo DTC, se observa un comportamiento inestable e inconsistente durante ciertos intervalos de operación, especialmente en condiciones transitorias o frente a oscilaciones inducidas por variaciones del par. Esta inestabilidad se debe a que, al retroalimentar el sistema con la corriente medida, se introduce una doble contabilización del efecto inercial que ya incorpora el modelo VSM mediante el ángulo $\phi_{e,\text{v}}$, el cual encapsula la respuesta inercial del sistema y se traduce directamente en la referencia de par electromagnético que gobierna la dinámica del convertidor.

Por tanto, incluir la corriente medida en la construcción de la referencia genera una redundancia en la representación de la inercia, distorsionando el comportamiento esperado del sistema y comprometiendo su estabilidad. Para evitar este problema, se propone estimar la magnitud de la corriente del estator de manera indirecta por medio del modelo RPPT que se estudia en la Sección 4.1.2, donde a partir de (4.35) se puede despejar $|\vec{i}_s|$, por medio del par del esquema de control RPPT que considera la reserva de par, la magnitud del flujo del estator y el ángulo de desfase entre ambos vectores.

$$|\vec{i}_s| = \frac{\overline{T}^*_e}{|\vec{\psi}_s| \sin(\phi_{\psi_s} - \phi_{i_s})} \tag{4.37}$$

Esta expresión permite estimar la corriente que debería circular por el estator si el sistema operara bajo el par prescrito por el modelo RPPT, evitando así el uso directo de la corriente medida. Con ello, se elimina la redundancia inercial y se asegura una referencia de par más coherente con la dinámica deseada del sistema, donde las fluctuaciones de la red se deben ver reflejadas en la actuación directa del ángulo $\phi_{e,\text{v}}$.

Posteriormente, se aplica un filtro de primer orden a la salida del bloque de cálculo del par de referencia. El propósito de esto es suavizar la señal completa del par de referencia T^*_{vsm}, eliminando fluctuaciones rápidas que podrían comprometer la estabilidad del inversor al generar conmutaciones no deseadas. Esta estrategia resulta especialmente relevante en esquemas de control predictivo directo de par, donde pequeñas variaciones pueden inducir acciones de control erráticas.

$$H(s) = \frac{1}{0.005s + 1} \tag{4.38}$$

De acuerdo con lo anterior, se logra construir una señal de referencia de par virtual que no solo es coherente con la dinámica del VSM, sino que además puede ser usada de forma estable dentro del esquema de control predictivo. De esta forma, se asegura que la señal que se entrega al lazo de control tenga una evolución suave y siga correctamente la dinámica

impuesta por el ángulo virtual generado por el VSM, manteniendo así la consistencia del sistema durante todo el proceso.

En el siguiente capítulo se plantean distintos escenarios de operación para poner a prueba el control propuesto y validar su comportamiento *grid forming* bajo distintas condiciones del sistema. Cada escenario está diseñado para evaluar cómo responde el DFIG cuando opera con diferentes estrategias de control (GFM o GFL), considerando además tanto condiciones de viento constante como de variabilidad eólica. Estos ensayos permiten observar el comportamiento dinámico del generador frente a perturbaciones, así como su capacidad para aportar inercia virtual al sistema. En particular, se analiza el impacto de la referencia de par virtual generada por el modelo VSM sobre la estabilidad. Por ello, se presenta un diagrama general que resume los principales bloques de control implementados en el sistema.

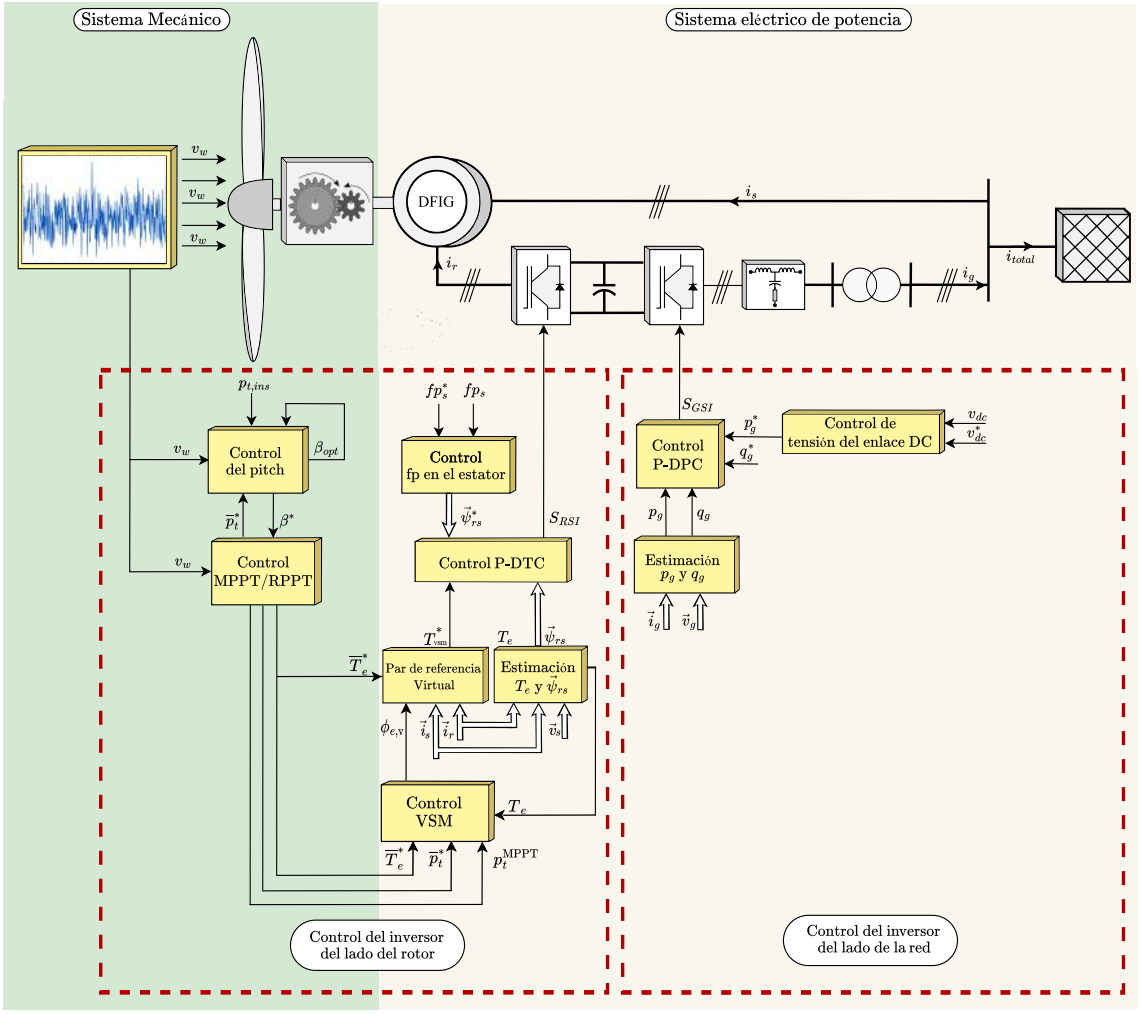


Figura 4.17: Resumen de los controladores del sistema.

Capítulo 5

Escenarios de operación y resultados

En este capítulo se busca evaluar el desempeño del control *grid forming* propuesto, basado en el uso de máquina sincrónica virtual aplicado a sistemas eólicos que utilizan generadores doblemente alimentados. El sistema que se desarrolla considera una arquitectura donde el convertidor del lado del rotor opera bajo una estrategia de control predictivo directo de par, mientras que el convertidor del lado de la red que se conecta mediante un filtro LCL emplea una estrategia predictiva de control de potencia. Esta estructura tiene como objetivo dotar al DFIG de capacidades típicas de unidades *grid forming*, permitiéndole aportar soporte inercial y responder de forma autónoma ante perturbaciones en sistemas eléctrico. En particular, se busca validar el comportamiento del generador cuando el VSM actúa como referencia dinámica para el control de par en el rotor, definiendo una trayectoria que permita mantener su operación con la red. Para ello, se plantean distintos escenarios de operación que permiten analizar el comportamiento del sistema en función de dos estrategias de control, *grid forming* y *grid following*, considerando tanto un recurso eólico constante como variable, así como diferentes niveles de inercia virtual aplicados al modelo VSM.

La variabilidad del recurso eólico representa un desafío relevante para los controles internos del generador, ya que genera cambios bruscos en la potencia mecánica disponible. Esto puede dificultar el seguimiento de las consignas de los controles internos. El problema se vuelve más crítico cuando se impone una respuesta inercial desde el inversor, ya que se espera una cierta evolución de potencia eléctrica que no siempre puede ser respaldada por la energía que entrega el eje mecánico en ese instante. Esto genera un desfase entre lo que el sistema quiere entregar y lo que realmente puede sostener, poniendo a prueba la estabilidad del control. Por lo tanto, es clave evaluar cómo responde el esquema propuesto ante estas situaciones y si logra mantener un comportamiento estable cuando el viento no es constante. A través de estos escenarios, se busca ver analizar la robustez del sistema frente a cambios en las condiciones de operación.

5.1. Sistema eléctrico de pruebas

El sistema que se plantea para evaluar la estrategia propuesta se compone del sistema eólico desarrollado en este trabajo, el cual se conecta en sus terminales a un sistema equivalente que incorpora una fuente inercial controlada. El objetivo de esta configuración es analizar la estabilidad del sistema frente a perturbaciones, tales como cambios abruptos en la demanda o en la generación.

La fuente inercial opera asignando una magnitud de tensión fija, mientras que la frecuencia se regula mediante la ecuación de oscilación de una máquina sincrónica. De este modo, el sistema equivalente presenta una respuesta dinámica con comportamiento inercial, permitiendo emular las propiedades de una red real con generación convencional. Ante un evento que afecte el equilibrio entre generación y demanda, la frecuencia del sistema reacciona de forma coherente con la inercia definida en el sistema. Esto proporciona un entorno controlado y representativo para evaluar el impacto que tiene la inclusión de capacidades *grid forming* en el sistema eólico que se plantea. Cabe señalar que, para los análisis realizados, se adopta un rango de operación aceptable para la frecuencia del sistema entre 49.8 Hz y 50.2 Hz. Valores fuera de este margen se consideran indicativos de una respuesta inadecuada del sistema ante perturbaciones.

En particular, se contrasta el comportamiento de la planta eólica operando con y sin dichas capacidades, destacando las diferencias en términos de estabilidad y respuesta transitoria. Este análisis permite evidenciar el valor agregado que ofrecen los esquemas de control con soporte inercial en entornos altamente renovables. En la Figura 5.1 se presenta el sistema representativo bajo el cual se llevan a cabo las pruebas y análisis. Los parámetros bajo los cuales se configura el sistema equivalente se presentan en la Tabla 5.1. Cabe destacar que se considera un sistema equivalente cuya potencia base es diez veces mayor que la potencia base del sistema eólico.

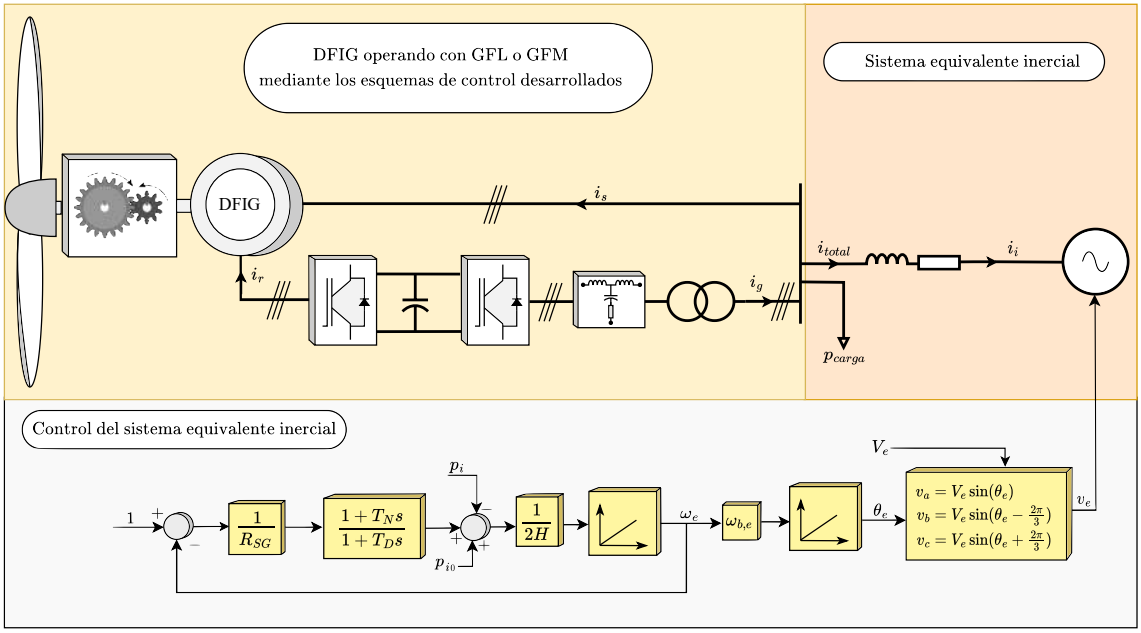


Figura 5.1: Esquema de simulación del sistema de prueba compuesto por sistema eólico operando en modo GFL o GFM, conectado a una red representada por un sistema equivalente inercial con control basado en la ecuación de oscilación.

Tabla 5.1: Parámetros del sistema equivalente inercial.

Parámetro	Valor	Unidad
H	2	s
R_{SG}	0.04	pu
T_N	1	s
T_D	6	s
V_e	690	V
R_{eq}	1.759	mΩ
L_{eq}	0.084	mH

5.2. DFIG operando mediante esquema de control GFL

En este escenario de operación se presenta al aerogenerador operando bajo el esquema GFL, es decir, en un modo de seguimiento de red. En esta configuración, el aerogenerador no contribuye directamente al control de la frecuencia, sino que se sincroniza con las variables de red preexistentes. Como consecuencia, la máquina entrega la potencia activa y reactiva de acuerdo con la consigna establecida por los controladores de potencia, sin modificar su trayectoria de referencia ante perturbaciones del sistema.

Este modo de operación permite evaluar la respuesta del sistema frente a eventos como aumentos de carga o variabilidad del viento, lo que resulta útil para establecer una base comparativa con el esquema GFM. En particular, se busca evidenciar las limitaciones del modo GFL en términos de soporte inercial, amortiguamiento de oscilaciones y contribución a la estabilidad de frecuencia, aspectos que serán contrastados posteriormente.

5.2.1. Operación con viento constante y cambios en la demanda

En este escenario se evalúa la respuesta dinámica del sistema eléctrico cuando el aerogenerador opera bajo condiciones de viento constante, utilizando el esquema de control que se menciona con anterioridad. Además, se introducen perturbaciones en forma de incrementos escalonados de demanda del 5 %, 10 % y 15 % respecto a la potencia base del sistema, con el objetivo de observar el comportamiento del sistema en ausencia de soporte inercial o respuesta activa por parte del generador.

A continuación, se presentan los resultados asociados a las principales variables eléctricas que permiten caracterizar la dinámica del sistema como la evolución temporal de la frecuencia, el valor mínimo de frecuencia que se alcanza (NADIR), el tiempo de estabilización, la razón de cambio de frecuencia, así como el par electromagnético junto al par mecánico y la señal de referencia generada por el modelo RPPT. Estos resultados permiten establecer una línea base de comparación respecto al esquema de control GFM propuesto, donde el generador participa activamente en la estabilización del sistema.

Las condiciones iniciales del sistema corresponden a un perfil de viento constante de 11 m/s, lo que permite al aerogenerador operar inicialmente con una velocidad mecánica de aproximadamente 0.95 en por unidad. En este escenario, se considera la estrategia de reserva operativa equivalente al 30 % de la potencia disponible, permitiendo así analizar de igual manera el caso con control *grid forming* que se presenta en la Sección 5.3 para evaluar la respuesta del sistema ante eventos de contingencia.

Para tiempos anteriores a $t = 15\,\text{s}$, el sistema se encuentra en equilibrio, es decir, la potencia generada es igual a la demanda. No obstante, en $t = 15\,\text{s}$ se introduce un escalón de carga del 5 %, 10 % o 15 % de la potencia base, según el caso de estudio. Este incremento en la demanda rompe el equilibrio de potencia, provocando un déficit de generación que se traduce en un evento de subfrecuencia, donde la red debe absorber la diferencia mediante la dinámica de sus componentes. Este tipo de anomalía representa un escenario crítico para evaluar la capacidad de respuesta del sistema eléctrico y de los esquemas de control empleados.

En esta situación, la dinámica de la frecuencia del sistema está determinada exclusivamente por la respuesta de la fuente inercial controlada, es decir, se encuentra completamente gobernada por los parámetros que definen su comportamiento (Tabla 5.1). Dado que el generador eólico opera bajo un esquema de control GFL, por lo que no contribuye activamente al soporte de frecuencia, limitándose a inyectar potencia según el punto de operación que se define por el esquema RPPT.

La Figura 5.2 presenta la evolución temporal de la frecuencia del sistema frente a incrementos de carga del 5 %, 10 % y 15 % con respecto a la potencia base. Por su parte, la Tabla 5.2 detalla los principales indicadores obtenidos para cada caso, incluyendo el valor y el instante en que se alcanza el mínimo de frecuencia, así como el valor final y el tiempo requerido para la estabilización. A partir de estos resultados, se observa que, a medida que aumenta la magnitud de la perturbación, el nadir de frecuencia disminuye de forma considerable, lo que indica una mayor desviación respecto al valor nominal y una mayor exigencia sobre la fuente inercial. No obstante, en todos los escenarios el sistema es capaz de alcanzar una nueva condición estable, aunque con distintas velocidades de respuesta y niveles finales de frecuencia.

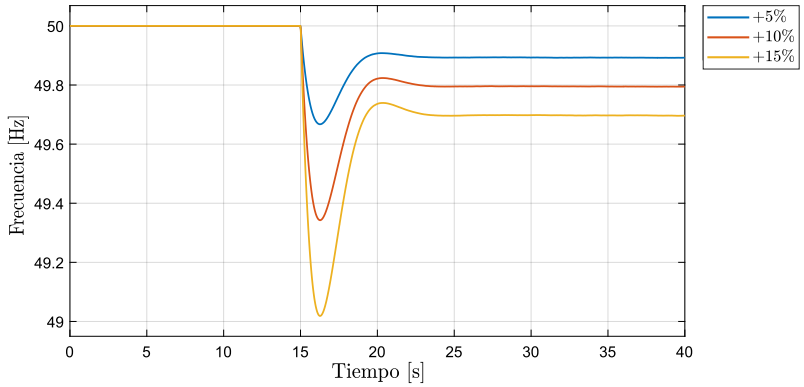


Figura 5.2: Respuesta de la frecuencia del sistema ante aumentos de carga del 5 %, 10 % y 15 % en operación GFL con viento constante.

Tabla 5.2: Indicadores de frecuencia para distintos incrementos de carga con GFL y viento constante.

Aumento de carga	t_{min} [s]	f_{min} [Hz]	t_{est} [s]	f_{est} [Hz]
5 %	16.2433	49.6672	23.5348	49.8926
10 %	16.2844	49.3425	23.5880	49.7948
15 %	16.2635	49.0185	23.6999	49.6964

Por otro lado, la Figura 5.3 muestra la evolución temporal del ROCOF ante los distintos niveles de perturbación. Se observa que, a medida que aumenta el porcentaje de carga, la magnitud del mínimo se intensifica, reflejando una mayor rapidez en la variación de la frecuencia tras la contingencia. Este comportamiento se resume en la Tabla 5.3, donde se evidencia una correlación directa entre la severidad de la perturbación y la tasa de cambio de frecuencia, lo que implica un mayor esfuerzo del sistema para recuperar su estabilidad. En cuanto al máximo, se aprecia un incremento moderado a medida que aumenta la perturbación de carga, lo que indica una respuesta más rápida del sistema durante la fase de recuperación de la frecuencia. No obstante, esta tendencia es menos pronunciada en comparación con el ROCOF mínimo, lo que sugiere que la etapa de restablecimiento es más gradual y menos sensible a la magnitud de la perturbación. Estos resultados son fundamentales para establecer una comparación precisa al modificar el entorno de control del aerogenerador, con el objetivo de que su desempeño contribuya efectivamente a la respuesta dinámica del sistema eléctrico.

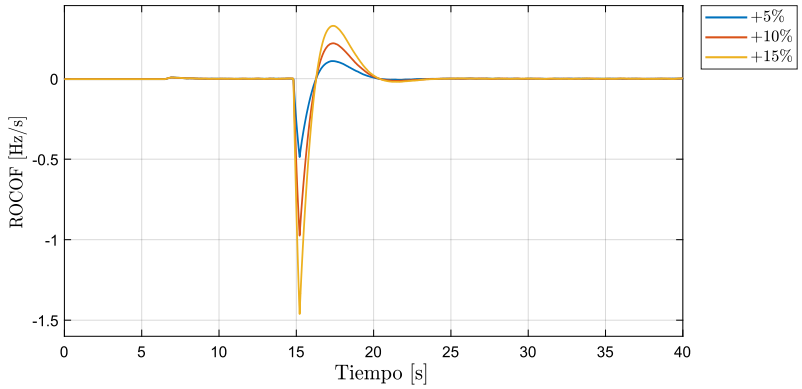


Figura 5.3: Evolución temporal del ROCOF ante distintos incrementos de carga en un sistema GFL con viento constante.

Tabla 5.3: Indicadores de ROCOF para distintos incrementos de carga con GFL y viento constante.

Aumento de carga	$t_{\min}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\min}$ [Hz/s]	$t_{\max}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\max}$ [Hz/s]
5 %	15.2173	-0.4870	17.3388	0.1097
10 %	15.2173	-0.9749	17.4151	0.2200
15 %	15.2173	-1.4617	17.3678	0.3286

Frente a este evento que desestabiliza el sistema, resulta de especial interés analizar el comportamiento del par electromagnético bajo la referencia de control asignada, así como la evolución de las potencias internas. Para ello, se examina el caso de mayor impacto, correspondiente al aumento de carga del 15 %. En la Figura 5.4, se evidencia que, ante la perturbación, el par no presenta una respuesta inmediata ni perceptible, sino que continúa siguiendo su referencia de entrega conforme al punto de operación que define el seguimiento del RPPT. Esto confirma que, bajo el esquema GFL, el aerogenerador no contribuye activamente al soporte de frecuencia, ya que su control está orientado exclusivamente al seguimiento de las referencias preestablecidas de potencia. Como se observa en la Figura 5.5, las potencias activas y no presentan variaciones significativas ante el aumento de

carga, lo que evidencia la falta de interacción dinámica con la red. Cualquier leve alteración se limita al lazo del rotor, sin que ello implique un ajuste efectivo en el intercambio de potencia. Este comportamiento es coherente con el principio del control GFL, donde el generador actúa como fuente corriente que no responde a la evolución del sistema eléctrico.

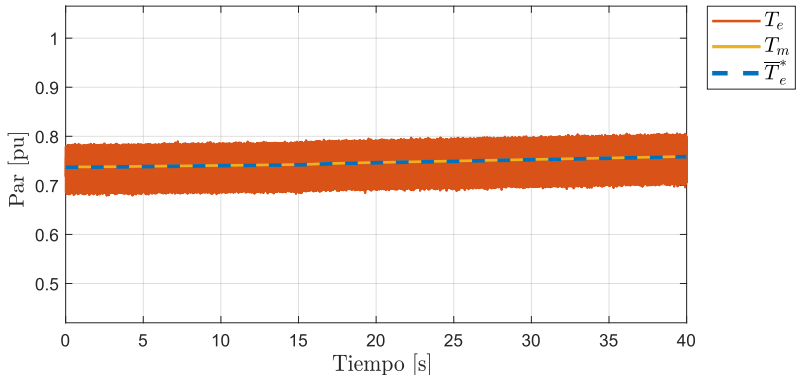


Figura 5.4: Comportamiento del par electromagnético, mecánico y de referencia bajo una perturbación de carga del 15 % con GFL.

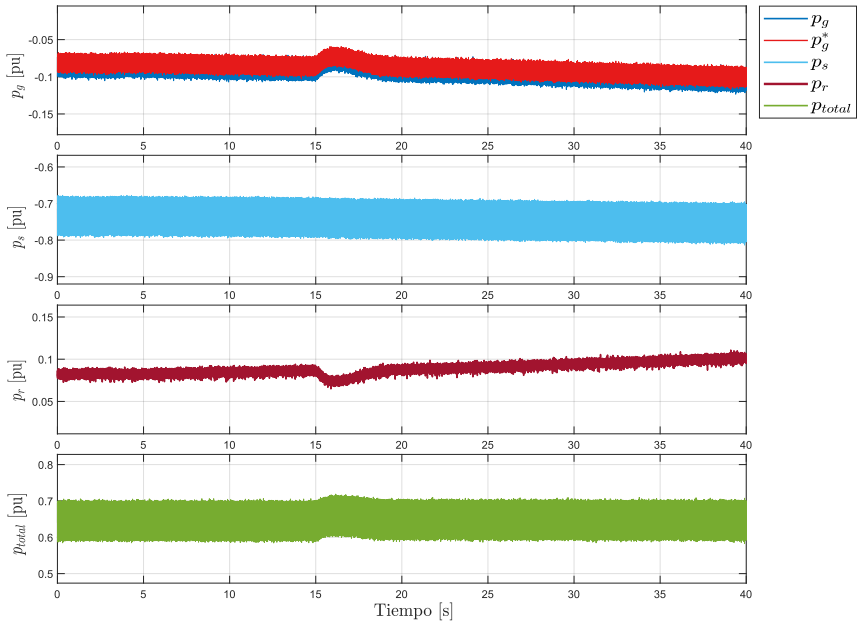


Figura 5.5: Comportamiento dinámico de las potencias del sistema bajo una perturbación en la carga del 15 % con GFL.

5.2.2. Operación solo considerando la variabilidad del viento

La aplicación de un perfil de viento constante representa una condición ideal para el sistema de control, ya que elimina la variabilidad inherente del recurso eólico. Esto simplifica la dinámica del sistema y reduce la exigencia sobre el controlador, que no debe adaptarse a cambios rápidos o irregulares en la entrada. Sin embargo, en la práctica, el viento presenta fluctuaciones naturales que inducen perturbaciones adicionales en el

sistema y requieren un mayor grado de adaptabilidad por parte del control para seguir adecuadamente las condiciones instantáneas del recurso.

Por esta razón, se plantea el análisis del sistema bajo un escenario con viento variable. Tal como se abordó previamente en la Sección 4.1.2, donde el control se evalúa considerando un perfil de viento dinámico generado específicamente para este fin. No obstante, dado que el objetivo de este trabajo es comparar la respuesta del sistema ante viento variable utilizando el esquema propuesto de tipo *grid forming*, y considerando que dicho controlador tiene una respuesta más activa frente a la red, no es factible mantener la misma exigencia de seguimiento directo del perfil de viento sin afectar su desempeño. En consecuencia, se adopta una estrategia en la cual la señal del viento es filtrada únicamente para el sistema de control, preservando la variabilidad del recurso a nivel del generador. Esta medida permite una evaluación más realista del comportamiento dinámico del sistema bajo viento variable. En primer lugar, mediante control GFL, y posteriormente bajo el enfoque GFM, facilitando así una comparación coherente entre ambos esquemas.

Para llevar a cabo este filtrado, se implementa un filtro de primer orden con constante de tiempo $\tau = 0.8$ s. Este filtro tiene como finalidad atenuar las variaciones rápidas y de corta duración que pueden inducir respuestas innecesarias en el sistema de control, sin alterar la dinámica general del recurso.

En la Figura 5.6 se presenta el análisis espectral del perfil de viento, junto con su representación temporal filtrada. Si bien dicho análisis muestra que los componentes de mayor magnitud se encuentran aproximadamente entre 0.6 y 1.2 Hz, se opta por una frecuencia de corte inferior, de $f_c = \frac{1}{2\pi\tau} \approx 0.2$ Hz, con el objetivo de eliminar las oscilaciones más rápidas y conservar únicamente la tendencia más lenta del viento. Esta decisión tiene como finalidad reforzar la estabilidad del sistema de control frente a perturbaciones rápidas, sin afectar significativamente el comportamiento medio del recurso. De este modo, se obtiene una señal suavizada que permite una respuesta más robusta del controlador, manteniendo al mismo tiempo una representación coherente de la dinámica del viento.

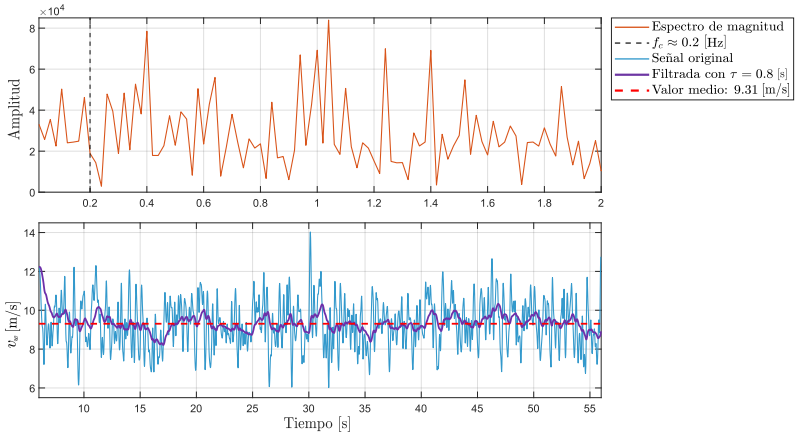


Figura 5.6: Espectro de frecuencia del perfil de viento y comparación entre la señal original y la filtrada.

En consecuencia, de la variabilidad del recurso, es evidente que esto trae consigo variaciones en la generación. Por ende, al no disponer de una generación flexible por medio de otro generador que permita compensar estas desviaciones de potencia, el sistema varía

su frecuencia producto del desequilibrio de potencia, lo cual impacta significativamente en la estabilidad del sistema. Este efecto puede observarse con mayor claridad al analizar la evolución temporal de la frecuencia del sistema bajo control GFL, ante una perturbación inducida por viento variable. En la Figura 5.7 se presentan los resultados de esta simulación, donde se evidencian oscilaciones considerables en la frecuencia como consecuencia directa de la naturaleza fluctuante del recurso eólico. Cabe destacar que hasta el segundo 6 s, la velocidad del viento se mantiene constante en aproximadamente 11 m/s, y es a partir de ese instante cuando se introducen variaciones aleatorias en la señal, generando las correspondientes oscilaciones en la frecuencia del sistema.

Como el esquema GFL no participa activamente en la regulación del sistema, cualquier desbalance entre generación y carga se refleja íntegramente en la dinámica de la frecuencia. La Tabla 5.4 presenta los valores extremos registrados durante la perturbación, evidenciando oscilaciones amplias que ponen en evidencia una capacidad limitada del sistema para contener desviaciones significativas ante variaciones abruptas en el recurso renovable. Este comportamiento refuerza la necesidad de incorporar esquemas de control con respuesta activa, como el enfoque GFM, cuya implementación se analiza en la siguiente sección.

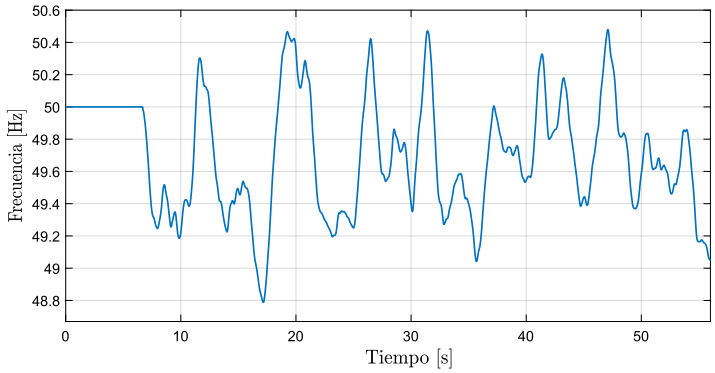


Figura 5.7: Frecuencia del sistema con GFL ante viento variable.

Tabla 5.4: Tiempos y frecuencias extremas del sistema con GFL bajo perturbación por viento variable.

Tipo viento	$t_{\min}$ [s]	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]
Variable	17.1633	48.7877	47.0926	50.4794

Con el fin de complementar el análisis de estabilidad, se evalúa el comportamiento del ROCOF para evaluar la rapidez con que se producen las variaciones en la frecuencia del sistema. La Figura 5.8 presenta la evolución de esta variable, bajo el control GFL en condiciones de viento variable. Tal como se menciona anteriormente, al tratarse de un recurso con alta variabilidad, el sistema se ve forzado a acelerar y desacelerar constantemente, lo que se traduce en oscilaciones abruptas de frecuencia. Este comportamiento se refleja claramente en la señal del ROCOF, donde de acuerdo con los valores que se presentan en la Tabla 5.5, el sistema alcanza variaciones significativas tanto en la aceleración como en la desaceleración de la frecuencia, lo que evidencia la ausencia de inercia efectiva en el esquema GFL. Esta condición implica que incluso perturbaciones menores en la potencia generada inducen respuestas rápidas e inestables en la frecuencia del sistema. En conse-

cuencia, se observa una limitada capacidad para amortiguar, reforzando así la necesidad de aplicar estrategias de control que actúen de forma activa ante este tipo de perturbaciones.

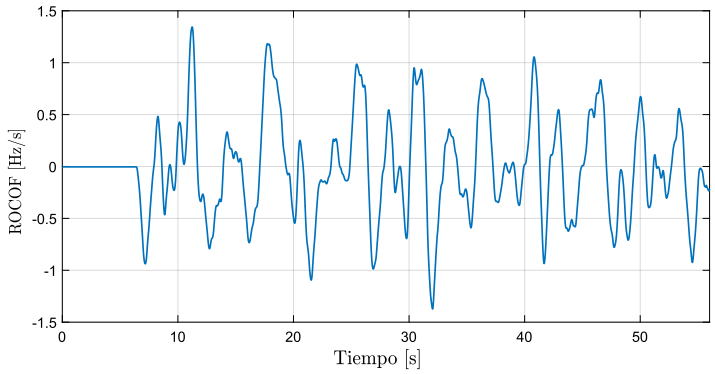


Figura 5.8: ROCOF del sistema con GFL ante viento variable

Tabla 5.5: Tiempos y valores extremos del ROCOF para el caso con GFL ante viento variable.

Tipo viento	$t_{\min}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\min}$ [Hz/s]	$t_{\max}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\max}$ [Hz/s]
Variable	32.0336	−1.3730	11.2318	1.3443

Un aspecto importante de analizar dentro del comportamiento dinámico del sistema es la evolución del par mecánico generado por el viento y el par electromagnético, debido a la existencia del filtro. La Figura 5.9 presenta ambos perfiles junto con la referencia del control que proviene del esquema RPPT.

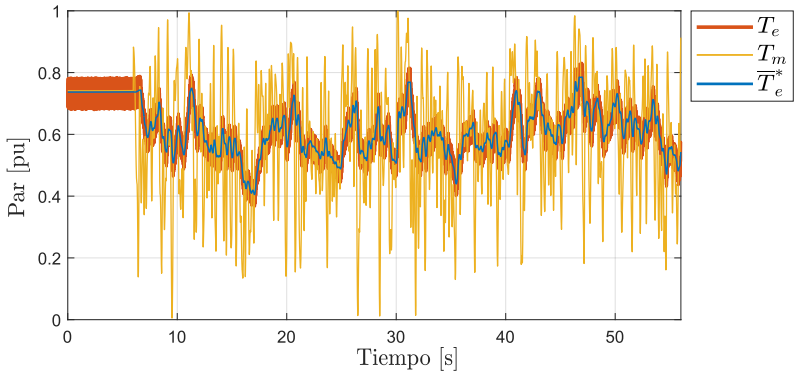


Figura 5.9: Respuesta del par en el aerogenerador con GFL ante viento variable.

Durante la etapa inicial, donde el viento se mantiene constante, se observa un equilibrio entre ambos pares. Sin embargo, una vez que se introduce la variabilidad del viento, el par mecánico comienza a oscilar debido a los cambios de velocidad del recurso. A pesar de esto, el par electromagnético no sigue de forma exacta dichas oscilaciones, lo cual se debe a la acción del filtro aplicado a la señal de viento en el lazo de control. Como resultado, el sistema reacciona ante una señal de viento más lenta, lo que genera un desacople temporal entre el par mecánico que se genera por la turbina y el par electromagnético. Esta diferencia

es especialmente evidente en los instantes donde el viento cambia bruscamente, y se refleja como una respuesta más amortiguada por parte del controlador; pero, debido a la alta inercia del generador, estas diferencias no provocan variaciones instantáneas significativas en la velocidad del generador (Figura 5.10), ya que la inercia mecánica actúa como un amortiguador natural, filtrando los efectos más rápidos sobre la velocidad del generador.

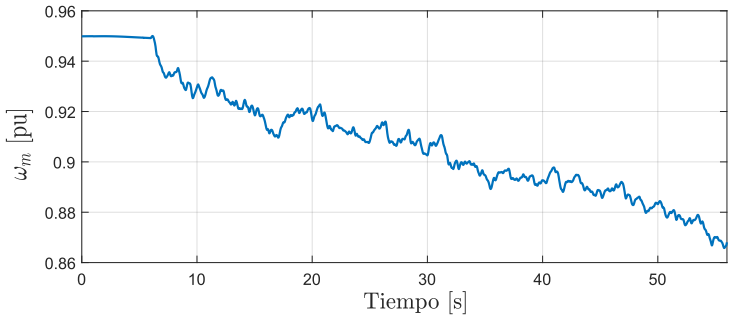


Figura 5.10: Velocidad angular del rotor bajo viento variable

Además, se presenta el comportamiento dinámico de las distintas potencias involucradas en el sistema. Estas responden directamente al perfil del par aplicado en el generador, determinado por el recurso eólico y modulado por el esquema de control implementado en el inversor. De esta forma, es posible evidenciar que, para una demanda fijada en las terminales del sistema equivalente en 0.7 pu, la potencia entregada se mantiene, durante la mayor parte del tiempo, por debajo de dicho valor. Esta condición implica un déficit de generación respecto de la demanda, lo cual contribuye al desbalance de potencia activa y en consecuencia, a las desviaciones de frecuencia que se mencionan previamente. A modo de complemento en el Apéndice F.1 se presentan el comportamiento de las variables restantes.

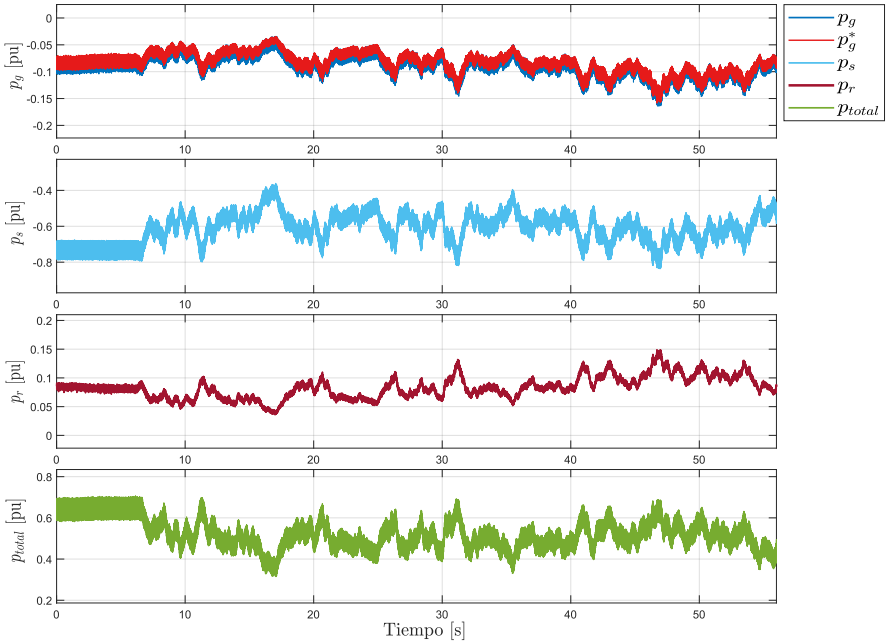


Figura 5.11: Comportamiento dinámico de las potencias activas para el sistema con GFL ante viento variable.

5.2.3. Operación considerando la variabilidad del viento y cambios en la demanda

Para este escenario de operación, considerar simultáneamente la variabilidad del viento y un aumento de la demanda representa un caso de mayor severidad. Tal como se mencionó previamente, la variabilidad del recurso eólico por sí sola genera un déficit de generación, por lo que superponer a esta condición un incremento de la demanda impone un desafío adicional. Por esta razón, en esta sección se analiza cómo este cambio afecta la dinámica del sistema cuando el aerogenerador opera bajo un esquema de control GFL, en el cual la única respuesta activa proviene de la fuente inercial controlada del sistema equivalente. Este análisis permite establecer una línea base y métricas de comparación para evaluar posteriormente el desempeño del esquema de control VSM propuesto frente a este mismo escenario. En particular, se considera el perfil de viento utilizado en la sección anterior, al cual se le incorpora un aumento de carga en el instante $t = 25\,\text{s}$, evaluando incrementos del 5 %, 10 % y 15 % respecto a la potencia base.

Hasta el instante $t = 25\,\text{s}$, la evolución de la frecuencia del sistema bajo el esquema de control GFL mantiene el mismo comportamiento analizado previamente en la sección anterior, correspondiente únicamente a la influencia del perfil de viento variable. Sin embargo, al momento de la perturbación correspondiente al aumento escalonado de la demanda, se observa una desviación clara en la respuesta del sistema, donde a medida que el nivel de incremento de carga es mayor, la frecuencia desciende progresivamente con mayor severidad respecto al caso base (0 %). Esta respuesta evidencia las limitaciones del esquema de control GFL que actúa sobre el aerogenerador, el cual carece de capacidad para adaptarse activamente a variaciones en la demanda, ya que su operación se basa en el seguimiento pasivo de la red. Como resultado, la totalidad del esfuerzo por mantener la frecuencia recae sobre la fuente inercial del sistema equivalente, lo que reduce significativamente la capacidad de amortiguamiento ante perturbaciones.

A modo de complemento, la Tabla 5.6 presenta los valores mínimos y máximos de frecuencia registrados durante el intervalo comprendido entre $t = 25\,\text{s}$ y $t = 56\,\text{s}$, correspondiente al periodo posterior a la aplicación de la perturbación. Como se observa, a medida que se incrementa la carga, la frecuencia mínima disminuye de forma significativa, alcanzando valores por debajo de 49 Hz en todos los casos. De forma similar, los valores máximos también se ven afectados, aunque con menor severidad.

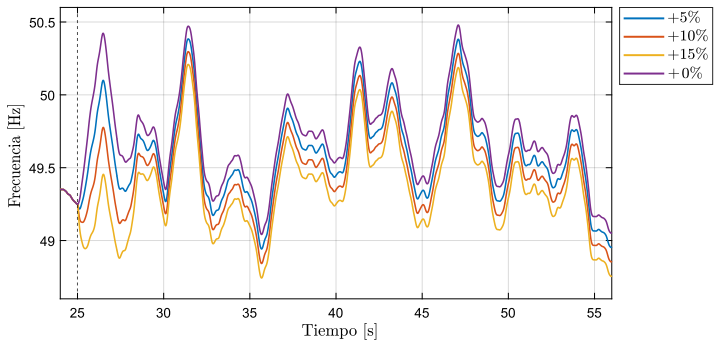


Figura 5.12: Frecuencia del sistema con GFL ante viento variable y cambios en la demanda.

Tabla 5.6: Indicadores de frecuencia para distintos incrementos de carga con GFL y viento variable.

Aumento de carga	$t_{\min}$ [s]	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]
5 %	35.6806	48.9421	31.4261	50.3839
10 %	35.6793	48.6793	31.4235	50.2963
15 %	35.6796	48.7429	31.4229	50.2088

En complemento al análisis de frecuencia, la Figura 5.13 presenta la evolución del ROCOF, considerando el intervalo de tiempo previamente definido. La Tabla 5.7 resume los valores extremos registrados, en la cual se aprecia una ligera variación en los máximos y mínimos a medida que se incrementa la carga, aunque la forma general del ROCOF se mantiene similar entre escenarios. Cabe destacar que, inmediatamente después de la perturbación, la pendiente del ROCOF es más pronunciada en los casos con mayor incremento de carga, reflejando la mayor severidad del desequilibrio introducido. Sin embargo, a medida que avanza el tiempo, las curvas tienden a converger hacia valores similares, correspondientes al caso base sin variación de la demanda.

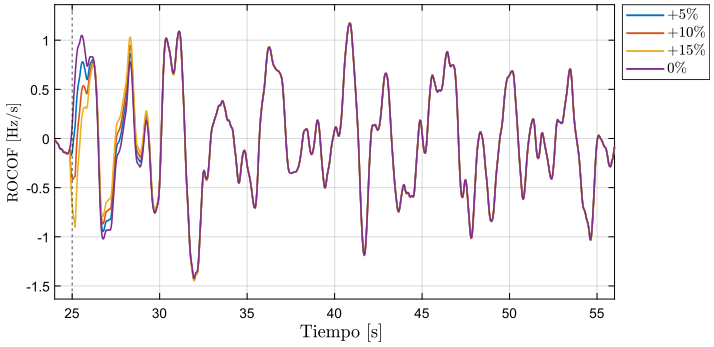


Figura 5.13: ROCOF del sistema con GFL ante viento variable y cambios en la demanda.

Tabla 5.7: Indicadores de ROCOF para distintos incrementos de carga con GFL y viento variable.

Aumento de carga	$t_{\min}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\min}$ [Hz/s]	$t_{\max}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\max}$ [Hz/s]
5 %	31.9684	-1.4334	40.8717	1.1744
10 %	31.9710	-1.4412	40.8720	1.1756
15 %	31.9687	-1.4494	40.8715	1.1774

En lo que respecta a las demás variables de interés, su comportamiento se mantiene de acuerdo a lo observado en la sección anterior, lo cual se debe a las características inherentes del controlador GFL, debido a que no introduce ninguna acción dentro del sistema que permita amortiguar las desviaciones, ya que no interactúa de forma activa con la red. Por ello, a pesar de haberse producido un aumento en la demanda, el sistema continúa inyectando únicamente la potencia disponible según el recurso eólico, sin realizar ningún tipo de ajuste adicional.

5.3. DFIG operando mediante esquema de control GFM

En esta sección se pone a prueba el desempeño del control basado en máquina sincrónica virtual, desarrollado en el Capítulo 4. El objetivo principal es evaluar si la referencia de par electromagnético, descrita en la Sección 4.4, permite al sistema mejorar su respuesta frente a perturbaciones en comparación con el caso anterior, donde se utiliza directamente la referencia proveniente del esquema de control RPPT.

Para ello, se reproducen los mismos escenarios que analizan previamente considerando tanto viento variable como cambios en la demanda con viento constante, pero con la diferencia de que, en este caso, el modelo incorpora diferentes valores de inercia virtual. Esto permite evaluar de forma sistemática el impacto de esta variable sobre el comportamiento dinámico del sistema, en especial sobre la regulación de frecuencia, el ROCOF, el NADIR y la estabilidad general bajo condiciones exigentes.

5.3.1. Operación con viento constante y cambios en la demanda para distintas inercias virtuales

Las condiciones iniciales del sistema se mantienen con el objetivo de realizar una comparación coherente entre las respuestas dinámicas obtenidas bajo diferentes configuraciones de control. En este escenario, se analiza el comportamiento del sistema ante aumentos de carga del 5 %, 10 % y 15 % de la potencia base, operando bajo un esquema de control *grid forming*. La principal diferencia respecto al caso con GFL radica en que, bajo el modo GFM, la referencia asignada al control predictivo de par no depende únicamente del esquema RPPT, sino que es capaz de identificar anomalías en la red y ajustar su respuesta ante eventos externos. Además, este enfoque permite modificar dicha respuesta mediante la variación del valor de la inercia virtual asignada al sistema, lo cual habilita el análisis de su impacto sobre la generación del par electromagnético y en consecuencia, sobre la dinámica de la frecuencia. A partir de esto se estudia de forma comparativa el efecto combinado de distintas magnitudes de perturbación y niveles de inercia virtual sobre el comportamiento dinámico del sistema. Para ello, se analizan los perfiles de frecuencia y ROCOF que se obtienen en los escenarios de aumento en la demanda, permitiendo identificar tendencias y evaluar la capacidad del control GFM para mitigar variaciones en la red.

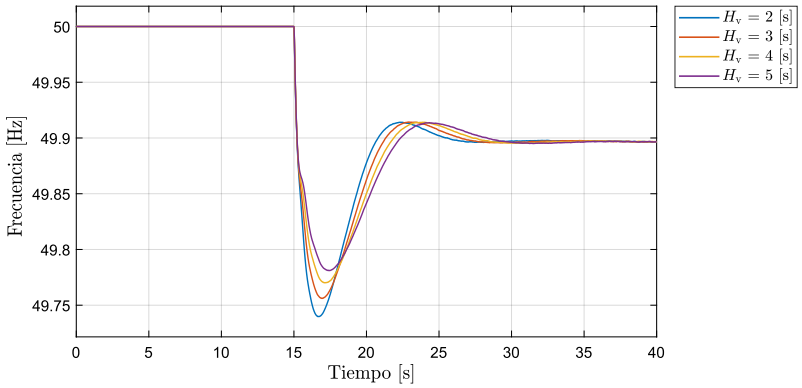


Figura 5.14: Frecuencia del sistema bajo control GFM ante un aumento del 5 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.8: Indicadores de frecuencia bajo control GFM ante un aumento del 5 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	f_{min} [Hz]	t_{est} [s]	f_{est} [Hz]
2	16.6900	49.7398	26.5263	49.8962
3	16.9487	49.7561	29.7691	49.8967
4	17.1480	49.7701	31.5252	49.8967
5	17.3981	49.7810	33.4648	49.8967

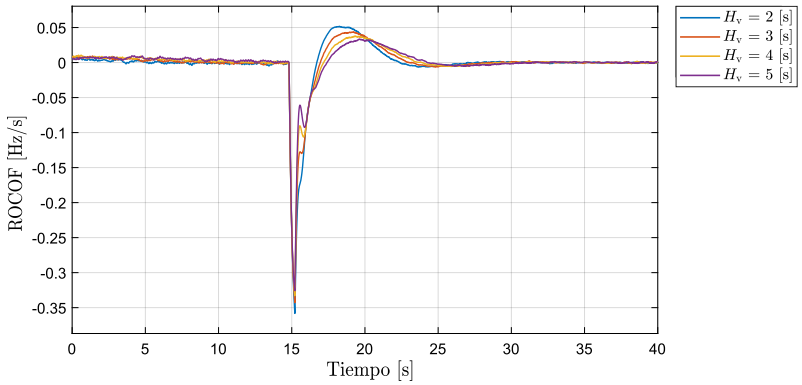


Figura 5.15: ROCOF del sistema bajo control GFM ante un aumento del 5 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.9: Valores extremos de ROCOF ante un aumento del 5 % en la demanda para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{min}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{max}}$ [Hz/s]
2	15.21	−0.3582	18.24	0.0518
3	15.21	−0.3429	18.53	0.0438
4	15.21	−0.3330	19.68	0.0377
5	15.21	−0.3258	19.74	0.0336

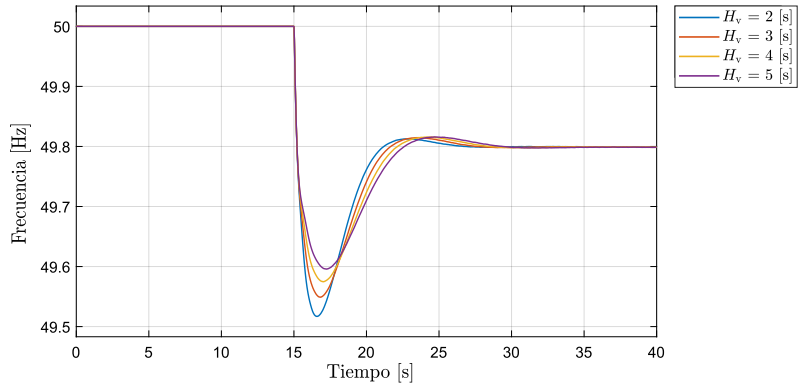


Figura 5.16: Frecuencia del sistema bajo control GFM ante un aumento del 10 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.10: Indicadores de frecuencia bajo control GFM ante un aumento del 10 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	f_{min} [Hz]	t_{est} [s]	f_{est} [Hz]
2	16.5931	49.5169	27.0005	49.7987
3	16.8520	49.5489	27.9604	49.7984
4	17.0464	49.5747	31.4348	49.7987
5	17.2431	49.5957	32.5075	49.7986

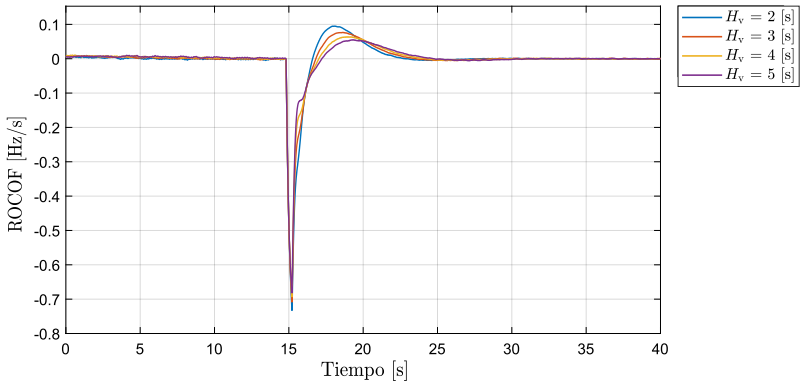


Figura 5.17: ROCOF del sistema bajo control GFM ante un aumento del 10 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.11: Valores extremos de ROCOF ante un aumento del 10 % en la demanda para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{min}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{max}}$ [Hz/s]
2	15.21	−0.7328	18.24	0.0950
3	15.21	−0.7083	18.53	0.0765
4	15.21	−0.6928	19.68	0.0638
5	15.21	−0.6817	19.74	0.0552

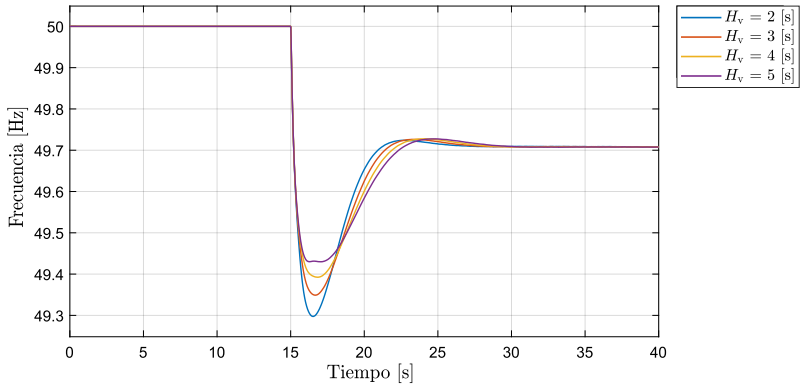


Figura 5.18: Frecuencia del sistema bajo control GFM ante un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.12: Indicadores de frecuencia bajo control GFM ante un aumento del 15 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	f_{min} [Hz]	t_{est} [s]	f_{est} [Hz]
2	16.5502	49.2974	37.1448	49.7076
3	16.6985	49.3489	28.6651	49.7079
4	16.8423	49.3923	29.6911	49.7075
5	17.0991	49.4298	30.2511	49.7076

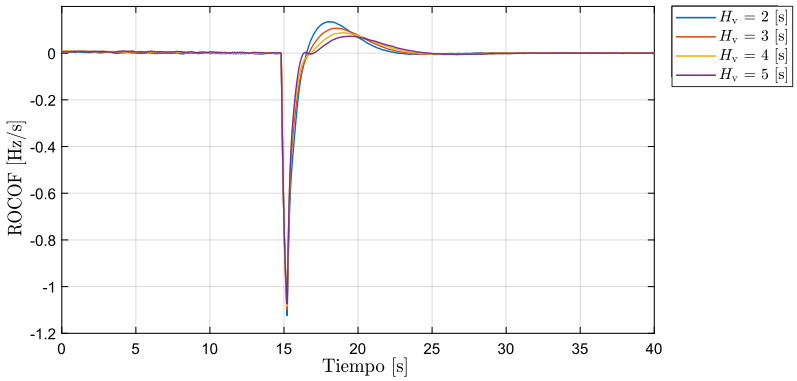


Figura 5.19: ROCOF del sistema bajo control GFM ante un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.13: Valores extremos de ROCOF ante un aumento del 15 % en la demanda para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{min}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{max}}$ [Hz/s]
2	15.21	−1.1240	18.08	0.0950
3	15.21	−1.0985	18.62	0.0765
4	15.21	−1.0839	18.97	0.0638
5	15.21	−1.0740	19.59	0.0552

Por medio de las Figuras 5.14, 5.16 y 5.18, se presenta la evolución de la frecuencia del sistema bajo el control GFM ante aumentos de demanda del 5 %, 10 % y 15 %, respectivamente y considerando distintos niveles de inercia virtual. En todos los casos se observa que al incrementar este parámetro la respuesta del sistema se vuelve más lenta, pero también más estable, atenuando con mayor eficacia las desviaciones iniciales de frecuencia. Esto se refleja en las Tablas 5.8, 5.10 y 5.12, donde se aprecia una mejora progresiva en el valor mínimo de frecuencia y un aumento en el tiempo de establecimiento. Esta tendencia se acentúa con perturbaciones mayores, donde para el caso del aumento de la demanda del 15 % los valores mínimos de frecuencia son más críticos, pero gracias a la acción de la inercia la caída se va mitigando parcialmente. Por tanto, a medida que se aumenta la inercia virtual en el modelo de control VSM se obtiene una respuesta más amortiguada, pero a la vez más lenta.

En cuanto al comportamiento del ROCOF, que se presenta en las Figuras 5.15, 5.17 y 5.19, cuya información se detalla en las Tablas 5.9, 5.11 y 5.13, se visualiza una disminución

progresiva tanto en los valores máximos como mínimos a medida que aumenta la inercia virtual, lo que refleja una menor variación de la frecuencia. Por ende, a través de este parámetro es posible cuantificar el efecto amortiguador que se introduce dentro del sistema.

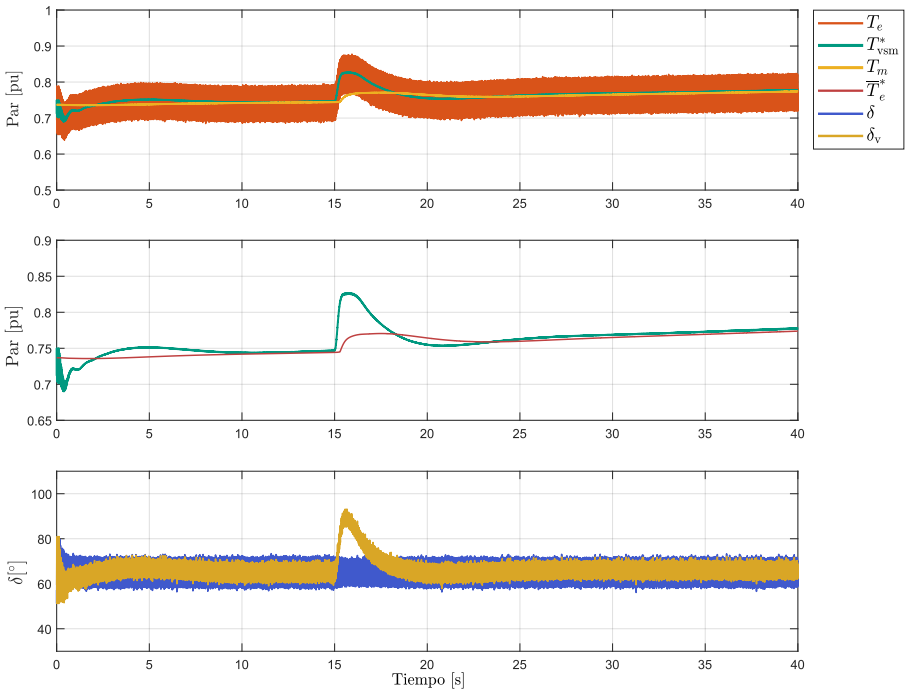


Figura 5.20: Comportamiento dinámico del par electromagnético referencia virtual, referencia RPPT, angulo de carga y angulo de carga virtual, para un aumento del 15 % de la demanda y $H_v = 5$ s.

Las variaciones que se observan en la frecuencia del sistema ante las perturbaciones descritas, y en particular la forma en que estas se atenúan al incrementar la inercia virtual tiene su origen directo en la referencia de par que incorpora dentro del esquema de control predictivo. Esta referencia no es estática, sino que se construye a partir de una dinámica interna que le permite al sistema reaccionar frente a cambios en la red. Por este motivo, resulta de especial interés analizar la evolución tanto del par electromagnético como de sus distintas referencias. La Figura 5.20 muestra este comportamiento para el caso de un aumento del 15 % en la demanda, correspondiente al escenario de mayor exigencia dinámica que se evalúa. En ella se aprecia que, tras la perturbación aplicada en $t = 15$ s, la referencia de par virtual introduce una consigna transitoria que incrementa el par electromagnético durante los primeros segundos. Esta acción no es arbitraria, sino que responde al ángulo de carga virtual incorporado en la formulación de dicha referencia, el cual se construye a partir del ángulo que se obtiene de la oscilación mecánica del modelo VSM. Este al detectar la perturbación en la red, permite modificar la consigna de par en tiempo real para reforzar la estabilidad del sistema.

Por otro lado, el contraste entre el comportamiento del ángulo de carga convencional y el virtual pone en evidencia esta capacidad adaptativa, ya que mientras el primero permanece prácticamente inalterado ante la perturbación, el segundo responde de forma dinámica, reflejando la sensibilidad del modelo VSM frente a las oscilaciones inducidas por el evento. Esta diferencia se traduce directamente en una referencia de par más activa y

colaborativa con la estabilidad del sistema.

Finalmente, al comparar la referencia de par generada por el control predictivo en modo VSM con la proporcionada por el esquema RPPT convencional, se evidencia no solo una diferencia en la respuesta dinámica, sino también un aumento en la magnitud del par en el caso RPPT respecto al modo GFL (Figura 5.4). Este incremento se explica por la activación de la reserva de par, la cual se produce cuando la señal de velocidad del generador virtual cae fuera de la banda muerta definida en la Sección 4.3.1. Esta banda forma parte del modelo de control VSM y su activación desencadena una modificación en la consigna de par, que a su vez es retroalimentada dentro del esquema RPPT. Como resultado, se ajusta dinámicamente el ángulo de paso de las palas, respondiendo a la disminución de la reserva de energía disponible establecida inicialmente. Este mecanismo ilustra cómo el modelo VSM aporta una capa adicional de adaptabilidad que mejora la interacción del sistema con eventos de red.

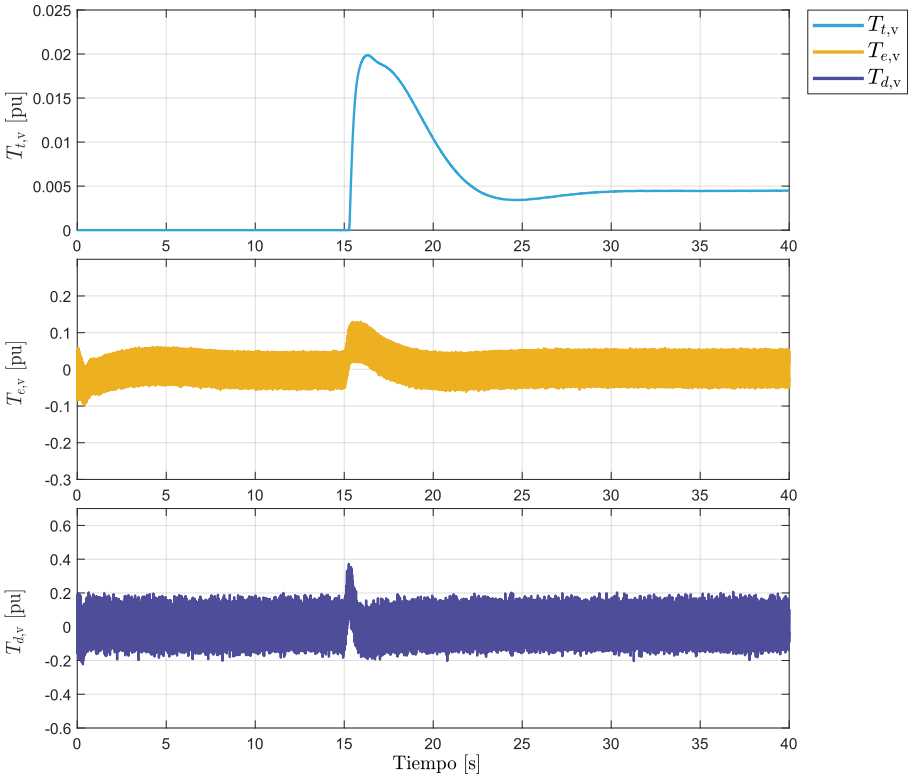


Figura 5.21: Componentes del par en el sistema con control VSM ante un aumento del 15 % en la demanda, los cuales forman parte de la ecuación de oscilación virtual del generador virtual.

Como se expuso anteriormente, uno de los componentes clave de la ecuación de oscilación del modelo VSM es el par de reserva ($T_{t,\mathrm{v}}$), el cual se genera a partir del esquema de control RPPT y se activa cuando la señal de velocidad excede la banda muerta definida por el controlador. Sin embargo, este no es el único responsable de la respuesta dinámica observada. El comportamiento del sistema se determina por la acción conjunta del par electromagnético virtual ($T_{e,\mathrm{v}}$) y el par de amortiguamiento virtual ($T_{d,\mathrm{v}}$), los cuales, en conjunto con el par de reserva, permiten emular la acción característica de una máquina sincrónica real.

La Figura 5.21 muestra la evolución de estas variables ante un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 15$ s. A partir de ese instante, se activan las distintas contribuciones asociadas al par de reserva que representa la potencia adicional que puede ser inyectada de forma inmediata gracias a que la máquina opera bajo su punto de máxima extracción de potencia; el par electromagnético virtual, por su parte, refleja el ajuste dinámico que debe realizar el generador para adaptarse a la nueva consigna; mientras que el par de amortiguamiento responde a las desviaciones en la velocidad angular, aportando estabilidad al sistema frente a oscilaciones rápidas.

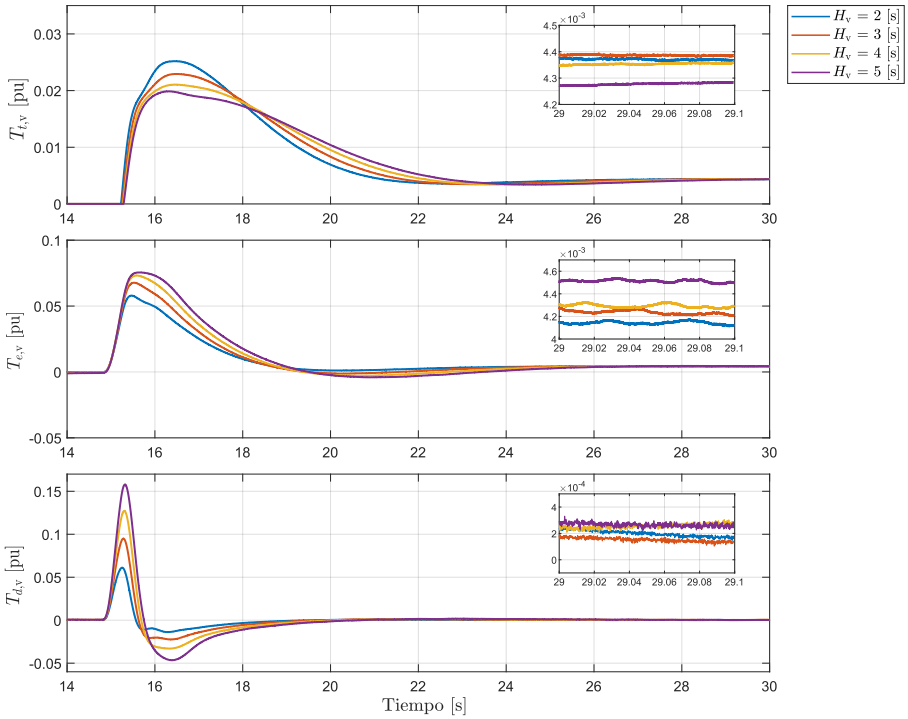


Figura 5.22: Evolución de los pares virtuales ante un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Como se observa en la Figura 5.22, la inercia virtual tiene un efecto directo sobre la evolución dinámica de los distintos componentes de par dentro del modelo VSM. A medida que aumenta, la respuesta del sistema se vuelve más amortiguada y lenta, lo cual se refleja en los tres pares que conforman la ecuación de oscilación virtual.

En primer lugar, el par de reserva virtual se activa instantes después del evento, como resultado de que la señal de velocidad virtual cae fuera de la banda muerta predefinida. Su magnitud inicial es mayor para valores bajos de inercia, lo que responde a la necesidad del sistema de generar una acción correctiva más rápida ante la caída de velocidad. Conforme aumenta la inercia, la liberación de esta reserva se torna más gradual y su amplitud se reduce. En segundo lugar, el par electromagnético virtual, que representa la referencia de par que actúa directamente sobre el generador virtual, también muestra una mayor agresividad en su respuesta para menores niveles de inercia, mientras que con mayores valores su comportamiento es más atenuado. Esto refleja cómo el control VSM a mayor inercia favorece una mayor estabilidad instantánea a costa de una respuesta más lenta ante la perturbación. Por último, el par de amortiguamiento virtual muestra un comportamiento

creciente en magnitud a medida que se incrementa la inercia virtual, lo cual refleja la formulación del modelo VSM que se detalla en la Sección 4.2.2, donde el término de amortiguamiento está proporcionalmente relacionado con la inercia. Esto indica que, a mayor valor, el esfuerzo del sistema por disipar las oscilaciones aumenta, lo que se traduce en un valor más elevado del par de amortiguamiento.

El detalle ampliado en los instantes finales de la Figura 5.22 permite observar con mayor claridad el comportamiento de los tres pares virtuales en el régimen estacionario, lo que resulta especialmente relevante en el contexto de la ecuación de oscilación virtual. En este régimen, la velocidad angular virtual ($\omega_{m,\mathrm{v}}$) tiende a estabilizarse (Figura 5.23), y la suma de los pares de reserva, eléctrico y de amortiguamiento converge hacia un equilibrio dinámico. Además, $\omega_{m,\mathrm{v}}$ presenta una evolución coherente con la frecuencia del sistema, reflejando proporcionalmente sus desviaciones al emular la respuesta de un generador sincrónico. Como se muestra en la Figura 5.24, ante desviaciones más pronunciadas, los pares virtuales ejercen una acción correctiva más intensa. En particular, el par electromagnético y el de reserva alcanzan mayores valores para contrarrestar la caída de velocidad. En cambio, el par de amortiguamiento actúa únicamente durante el periodo transitorio posterior a la perturbación, y tiende a cero a medida que la velocidad angular se estabiliza. Gracias a la formulación de la ecuación de oscilación virtual, cada uno de estos componentes responde proporcionalmente a las variaciones dinámicas del sistema, facilitando una recuperación progresiva hacia el nuevo estado estacionario.

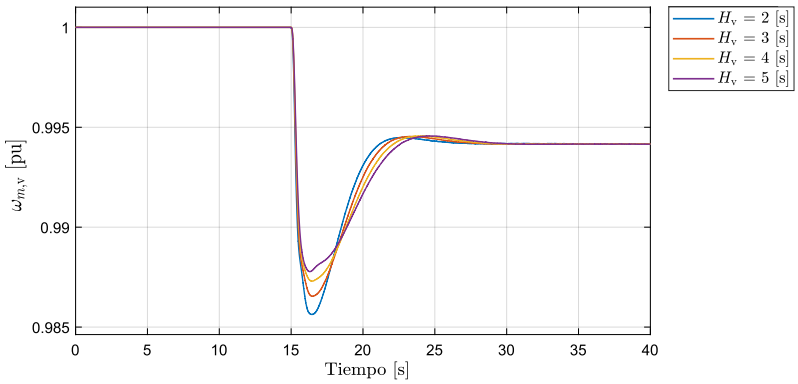


Figura 5.23: Comportamiento dinámico de la velocidad angular virtual antes un aumento del 15 % en la demanda, para distintos valores de inercia virtual.

Tabla 5.14: Indicadores de la velocidad angular virtual ante un aumento del 15 % en la demanda, para los distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	t_{min} [s]	$\omega_{m,\mathrm{v,min}}$ [pu]	t_{est} [s]	$\omega_{m,\mathrm{v,est}}$ [pu]
2	16.4403	0.9856	25.6921	0.9942
3	16.4733	0.9865	26.8085	0.9942
4	16.4741	0.9873	27.5738	0.9942
5	16.3052	0.9878	28.4840	0.9942

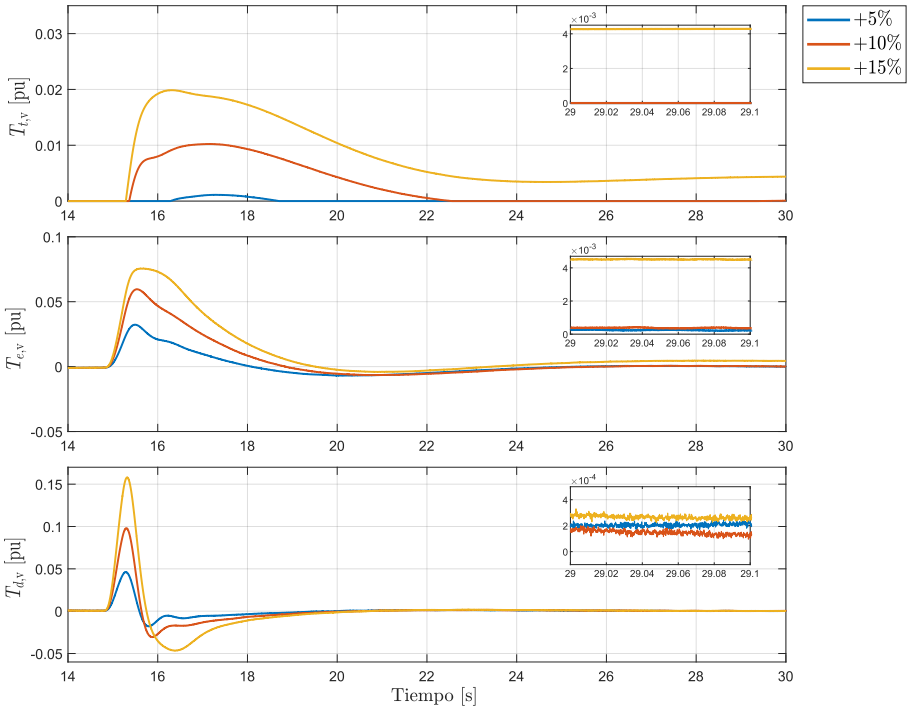


Figura 5.24: Evolución de los pares virtuales ante un aumento del 5 %, 10 % y 15 % en la demanda, para una inercia virtual igual a 5 s.

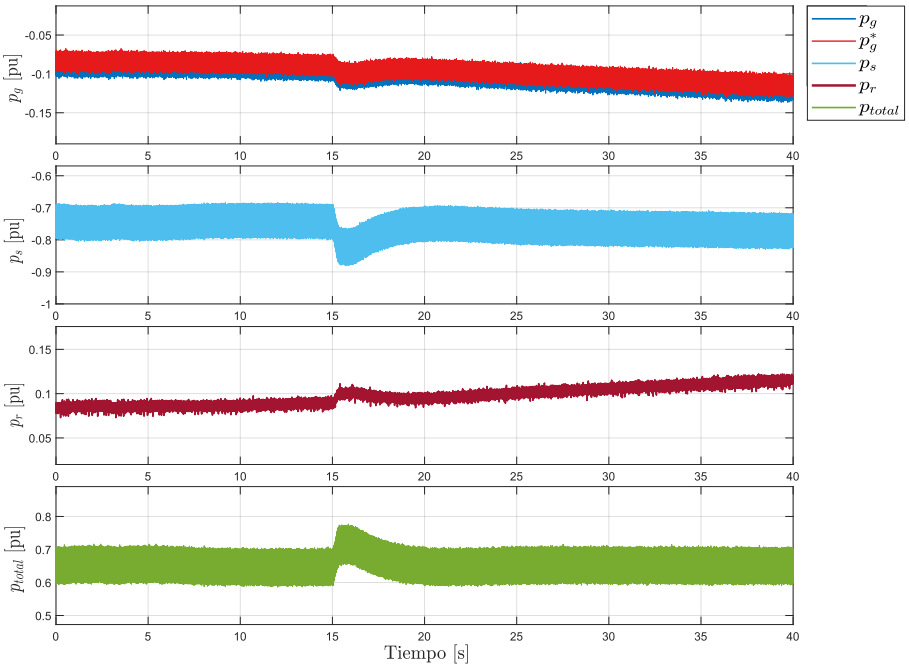


Figura 5.25: Evolución de las potencias activas durante un aumento del 15 % en la demanda, para una inercia virtual igual a 5 s.

En cuanto al comportamiento de las potencias activas del sistema, se observa que, al momento de la perturbación, ocurre un incremento inmediato tanto en la potencia activa

del estator como en la del rotor. Este fenómeno se refleja directamente en la potencia total p_{total} entregada al punto de conexión, lo que evidencia la capacidad del sistema para responder activamente mediante la inyección adicional de potencia. Esta respuesta dinámica está asociada al intercambio interno de energía del generador virtual, el cual, gracias al modelo de control VSM, permite aumentar transitoriamente la potencia del DFIG conforme a una dinámica inercial. En conjunto, estas acciones dotan al sistema de un mayor nivel de inercia virtual, lo que permite mitigar la caída de la velocidad angular y facilita una estabilización progresiva hacia el nuevo punto de operación.

5.3.2. Operación solo considerando la variabilidad del viento para distintas inercias virtuales

Una vez analizado el comportamiento del sistema frente a un perfil de viento variable bajo el enfoque GFL, en esta sección se evalúa la misma condición utilizando el esquema de control *grid forming*. El objetivo es contrastar ambos enfoques ante una misma perturbación externa y, en particular, estudiar el efecto que introduce la inercia virtual en la respuesta dinámica del sistema. Para ello, se mantiene el perfil de viento previamente utilizado, junto con el filtrado que se aplica únicamente en el lazo de control, lo cual permite preservar la variabilidad del recurso en el generador. Esta estrategia ha sido implementada específicamente para abordar este escenario y facilitar una comparación coherente entre ambas estrategias, como se menciona con anterioridad.

Bajo este enfoque, la dinámica de la frecuencia del sistema experimenta una evolución modulada por la magnitud de la inercia virtual. Tal como se ilustra en la Figura 5.26, la respuesta frente a las variaciones del viento se ve influida directamente por la velocidad angular interna del modelo VSM, ya que a medida que aumenta la inercia virtual, se atenúan progresivamente las oscilaciones extremas y se retrasa la ocurrencia de los valores máximos y mínimos, evidenciando una mayor capacidad del sistema para amortiguar perturbaciones rápidas, gracias a la mayor energía cinética emulada por el sistema virtual. Estos efectos se cuantifican en la Tabla 5.15, donde se observa que la frecuencia mínima se eleva y el instante en que ocurre se retrasa conforme se incrementa la inercia virtual. De igual forma, las frecuencias máximas tienden a reducirse levemente, lo que refleja una mayor suavidad en la respuesta del sistema.

Cabe destacar que, debido a la naturaleza fluctuante del recurso eólico, el sistema opera durante intervalos prolongados en condiciones de generación deficitaria respecto a la demanda, lo que conlleva una frecuencia por debajo de su valor nominal. Por otro lado, las instancias en que la frecuencia sobrepasa los 50 Hz no responden a un excedente real de generación, sino a las limitaciones dinámicas impuestas por el esquema de control, puesto que la referencia de par no se ajusta instantáneamente al nuevo punto de operación que impone el viento, ya que su cálculo está acoplado al ángulo virtual que se deriva de la ecuación de oscilación. Esta dependencia introduce una dinámica inercial que impide un seguimiento inmediato del recurso, provocando sobreimpulsos transitorios en la frecuencia ante variaciones abruptas del viento.

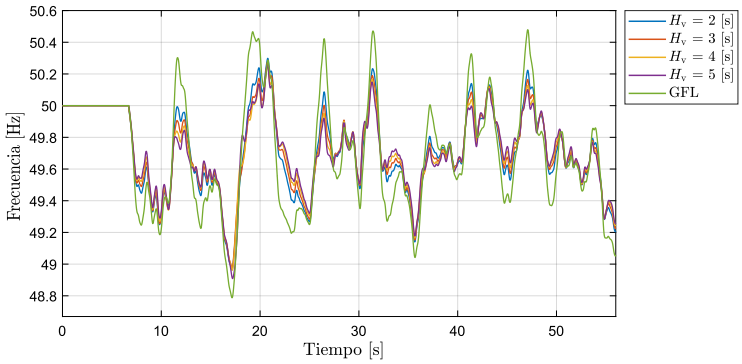


Figura 5.26: Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL.

Tabla 5.15: Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual.

Inercia virtual [s]	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\min}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]
2	48.9648	17.1546	50.2989	20.7763
3	48.9768	17.1599	50.2760	20.7636
4	48.9610	17.1783	50.2534	20.7536
5	48.9085	17.2194	50.2576	20.7468

Además del comportamiento de la frecuencia, el análisis del ROCOF permite evaluar la severidad de las perturbaciones asociadas a variaciones rápidas en el recurso eólico. Tal como se muestra en la Figura 5.27 y se resume en la Tabla 5.16, los valores extremos del ROCOF presentan una relación inversa con la inercia virtual: a menores niveles de inercia, el sistema exhibe pendientes más pronunciadas en la tasa de cambio de frecuencia, lo que evidencia una mayor sensibilidad ante fluctuaciones súbitas. Además de esta atenuación en magnitud, se observa un desplazamiento temporal en la ocurrencia de los valores máximos y mínimos. En los casos con mayor inercia, estos extremos tienden a presentarse en instantes más tardíos, lo que es coherente con una respuesta dinámica más lenta y amortiguada. En conjunto, los escenarios con baja inercia muestran un comportamiento más volátil, mientras que el aumento de inercia virtual contribuye a suavizar estas oscilaciones.

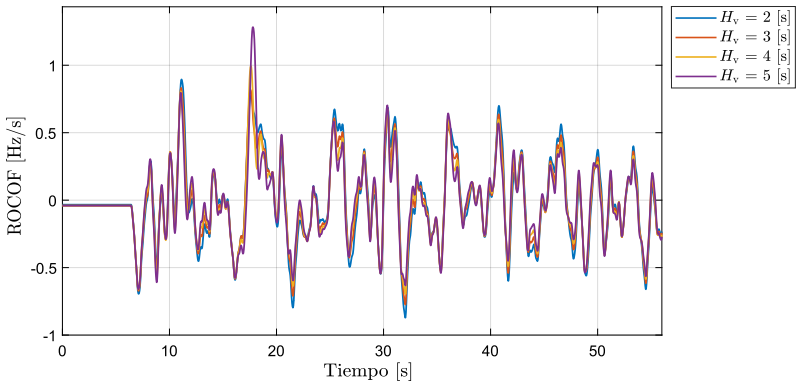


Figura 5.27: Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual.

Tabla 5.16: Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable.

Inercia virtual [s]	$\text{ROCOF}_{\text{min}}$ [Hz/s]	t_{min} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{max}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]
2	-0.8714	32.0354	0.8947	11.1235
3	-0.7744	32.0366	0.8321	11.0871
4	-0.6964	32.0394	0.9954	17.6044
5	-0.6613	7.1006	1.2824	17.7944

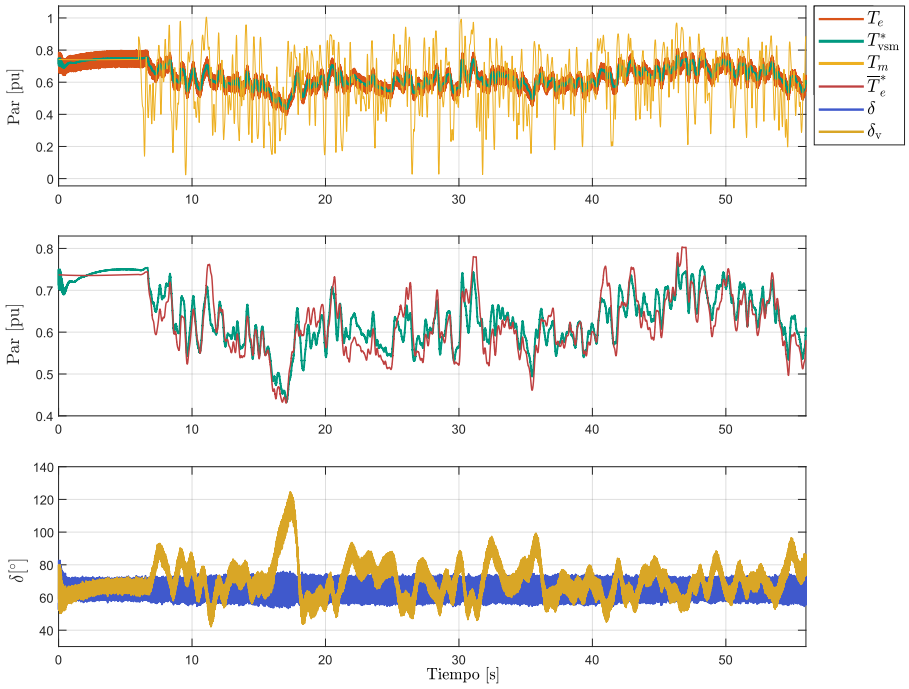


Figura 5.28: Comportamiento del par electromagnético, mecánico, par de referencia VSM, referencia del esquema RPPT y los ángulos de carga bajo un perfil de viento variable con una inercia virtual de 5 s.

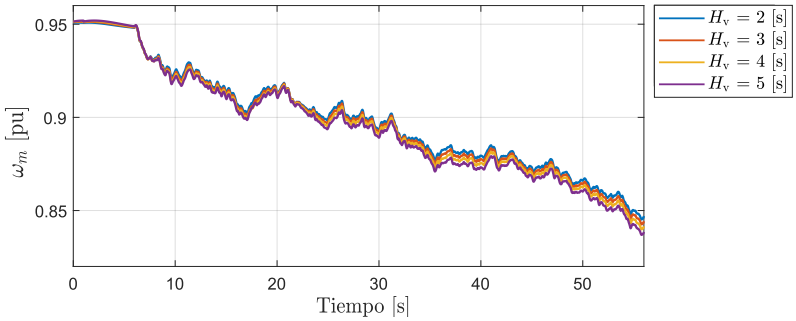


Figura 5.29: Dinámica de la velocidad del rotor ante un perfil de viento variable para distintos niveles de inercia virtual.

En relación con el comportamiento del par mostrado en la Figura 5.28, se observa que el sistema sigue adecuadamente la referencia establecida por el modelo VSM. El par

mecánico responde de forma inmediata a la variabilidad del viento, en un comportamiento similar al observado bajo control GFL, lo cual genera perturbaciones sobre la velocidad del rotor, como se evidencia en la Figura 5.29. No obstante, estas perturbaciones se atenúan gracias a la elevada inercia del sistema, ya que las diferencias entre el par mecánico y el par electromagnético no provocan un cambio abrupto en la velocidad angular, lo que se origina gracias a que tanto la turbina como el generador poseen una masa rotante considerable, lo que impone una resistencia natural a las variaciones rápidas de velocidad. Por otra parte, al comparar el par de referencia entregado por el esquema RPPT con el generado por el controlador VSM, se aprecia que este último sigue en términos generales la potencia disponible establecida por el RPPT, pero incorpora una respuesta inercial adicional. Esta respuesta introduce retardos controlados en la dinámica con el objetivo de mitigar las desviaciones de frecuencia, ajustando de manera adaptativa la consigna según el estado del sistema. Finalmente, el análisis del ángulo de carga y su contraparte virtual revela una diferencia estructural en la forma en que cada esquema percibe y enfrenta las perturbaciones. Mientras que el ángulo convencional permanece prácticamente constante, el ángulo virtual se ajusta activamente, reforzando así la capacidad del modelo VSM para sostener la estabilidad dinámica del sistema.

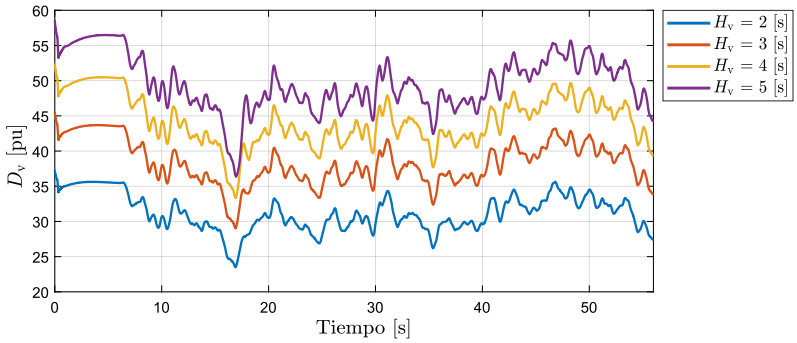


Figura 5.30: Evolución temporal del coeficiente de amortiguamiento virtual bajo un perfil de viento variable para distintos niveles de inercia virtual.

Un efecto que resulta particularmente relevante de evaluar en este escenario con viento variable es el comportamiento del amortiguamiento, el cual se muestra en la Figura 5.30. Este parámetro forma parte del modelo VSM y su valor se encuentra directamente relacionado con el coeficiente sincronizante virtual y la inercia virtual del sistema. Como resultado, varía de manera continua en función de las condiciones instantáneas del viento y se ve desplazado según el nivel de inercia virtual que se utiliza. Esta dependencia induce oscilaciones marcadas en su evolución temporal, especialmente durante transiciones bruscas del perfil eólico. Esta característica le confiere al sistema una mayor capacidad para disipar las oscilaciones inducidas por el viento, favoreciendo una respuesta más estable ante perturbaciones externas, lo que permite explicar parte de las diferencias observadas previamente en la dinámica de la frecuencia. En efecto, a medida que el valor de amortiguamiento aumenta, el sistema responde de forma más amortiguada frente a variaciones rápidas, lo cual se traduce en menores pendientes en el ROCOF y una mayor atenuación de las oscilaciones.

En cuanto a los pares virtuales que componen la ecuación de oscilación, su evolución ante un perfil de viento variable se presenta en la Figura 5.31, donde se observa cómo las trayectorias de los pares reflejan las condiciones cambiantes del recurso eólico, moduladas

por el valor de la inercia virtual. Si bien los pares de reserva y eléctrico exhiben una respuesta acorde con la dinámica del viento, su variación se muestra suavizada a medida que aumenta la inercia virtual en el sistema. Por otro lado, el par de amortiguamiento virtual evidencia una respuesta significativamente más activa frente a cambios del viento, especialmente en los casos con mayor inercia. Este efecto se relaciona directamente con el coeficiente de amortiguamiento dinámico que se analiza previamente en la Figura 5.30, este se ajusta dinámicamente para mitigar las oscilaciones del sistema y asi disipar la energía asociada a las variaciones rápidas del recurso, en particular cuando la inercia es mayor.

Este comportamiento también se refleja en la evolución de la velocidad angular virtual $\omega_{m,\mathrm{v}}$, que se presentada en la Figura 5.32. En ella se observa que, ante menores valores de inercia virtual, el sistema experimenta desviaciones más pronunciadas, tanto por exceso como por defecto, reflejando una menor capacidad de amortiguación frente a la variabilidad del viento. A medida que se incrementa la inercia, dichas oscilaciones se atenúan y la respuesta se torna más contenida, aunque el sistema no alcanza un estado estacionario estricto debido al carácter dinámico del recurso eólico. Por otro lado, como se resume en la Tabla 5.17, los valores extremos de la velocidad angular virtual disminuyen con el aumento de la inercia virtual y sus respectivos tiempos de ocurrencia se desplazan, lo que evidencia una respuesta más lenta pero controlada. Esta evolución comporte el comportamiento que se observa previamente en la frecuencia del sistema, ya que ambas variables están acopladas a través del modelo de generador virtual y reflejan de forma coherente las perturbaciones inducidas por el viento.

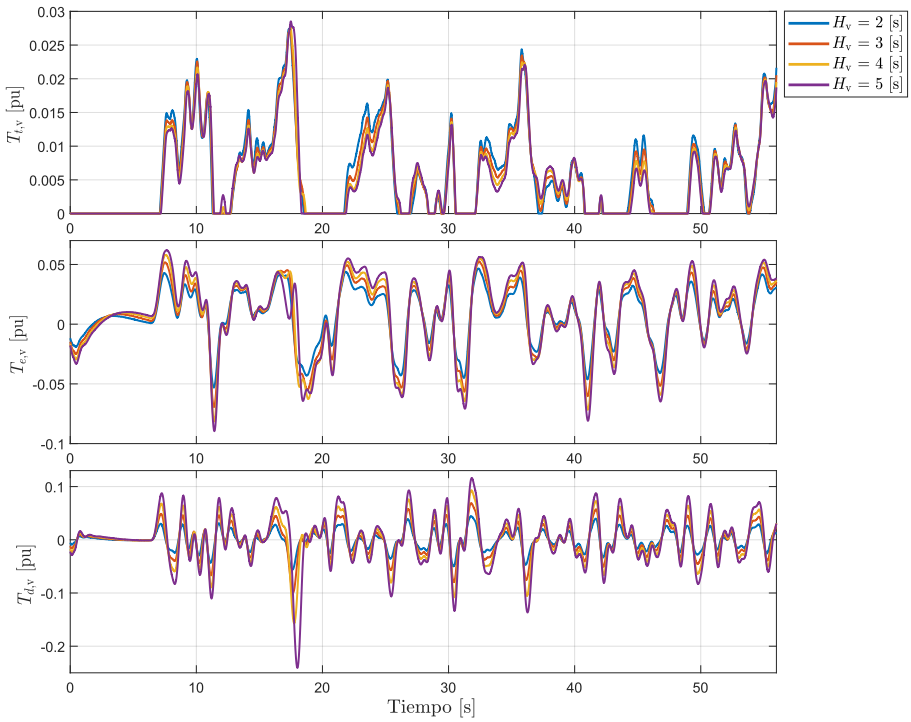


Figura 5.31: Pares virtuales del modelo VSM bajo un perfil de viento variable, considerando distintos niveles de inercia virtual.

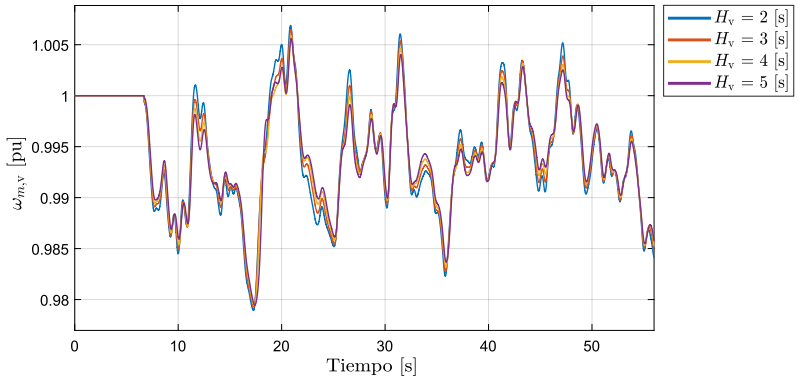


Figura 5.32: Velocidad angular virtual para distintos valores de inercia virtual bajo condición de viento variable.

Tabla 5.17: Valores extremos de la velocidad angular virtual ante un perfil de viento variable.

Inercia virtual [s]	$t_{\min}$ [s]	$\omega_{m,\mathrm{v},\min}$ [pu]	$t_{\max}$ [s]	$\omega_{m,\mathrm{v},\max}$ [pu]
2	17.2758	0.97893	20.8601	1.00689
3	17.3022	0.97928	20.8955	1.00648
4	17.3463	0.97942	20.9181	1.00587
5	17.4051	0.97944	20.9349	1.00561

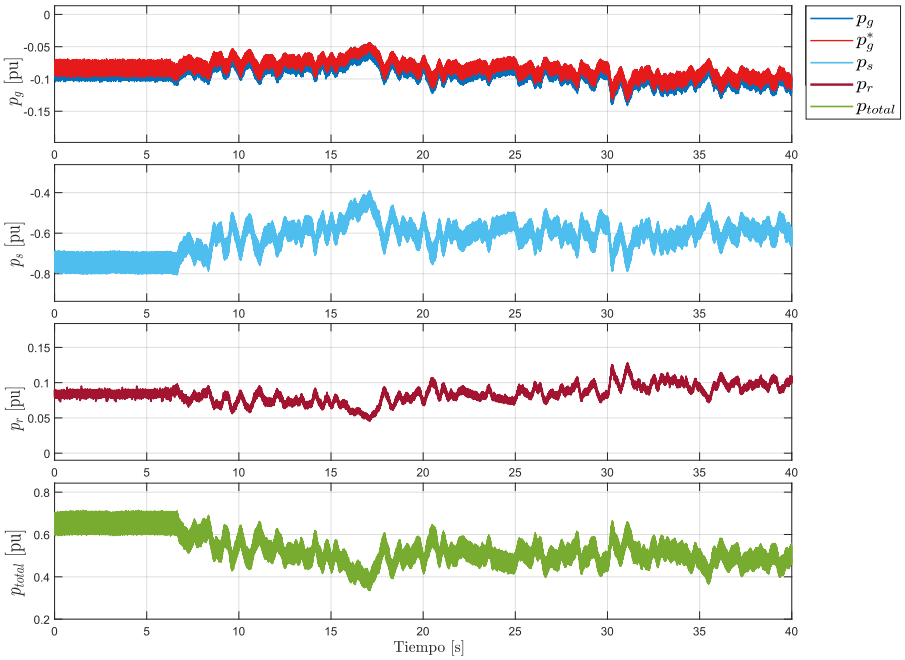


Figura 5.33: Comportamiento dinámico de las potencias activas para el sistema con GFM ante viento variable.

Finalmente, en la Figura 5.33 se presenta el comportamiento de las potencias activas del sistema frente a un escenario con viento variable. En ella se aprecian con claridad las

fluctuaciones de potencia inducidas por la variabilidad del recurso eólico, las cuales afectan directamente la inyección de potencia al punto de conexión. Se observa que el sistema opera gran parte del tiempo por debajo del punto de generación requerido para satisfacer la demanda, lo que conlleva desviaciones sostenidas en la frecuencia. Este comportamiento evidencia las limitaciones impuestas por la disponibilidad instantánea del recurso, y pone de manifiesto la necesidad de contar con mecanismos de soporte, como el control VSM, que permitan atenuar las oscilaciones y mejorar la respuesta dinámica del sistema ante perturbaciones continuas. En el Apéndice F.2 se presenta el comportamiento de las variables de interés restantes frente a este escenario considerando el mayor nivel de inercia virtual.

5.3.3. Operación considerando la variabilidad del viento y cambios en la demanda para distintos valores de inercia virtual

A continuación, en este escenario se evalúa la operación del sistema considerando la variabilidad del viento y cambios en la demanda, con el aerogenerador operando bajo el esquema de control VSM propuesto. El objetivo es contrastar su desempeño con el caso GFL abordado en secciones anteriores y permitir una comparación con las variables virtuales del modelo, tanto para la operación con viento variable sin perturbaciones como para el caso en que se introducen incrementos en la demanda.

El comportamiento de las variables que se analizan en esta sección se mantienen de igual forma al observado en la sección anterior hasta el instante en que ocurre el aumento de demanda, en $t = 25\,\text{s}$. Por lo tanto, el análisis que sigue se centra en lo que ocurre después de ese momento. Las Figuras 5.34, 5.35 y 5.36 muestran la evolución de la frecuencia para distintos niveles de inercia virtual, donde las diferencias entre los escenarios comienzan a manifestarse tras la perturbación, donde el aumento en la demanda genera una caída de frecuencia más pronunciada en función de su magnitud. Tal como se refleja también en la información de las Tablas 5.18, 5.19 y 5.20, donde al incrementar la severidad del cambio de carga, las curvas tienden a desplazarse hacia abajo, obteniendo así valores de frecuencia mínimos y máximos más bajos en comparación con el caso base. Aun así, al igual que en la sección anterior, el control VSM logra amortiguar estas variaciones gracias al efecto de la inercia virtual, limitando la amplitud de las oscilaciones y acotando el rango en que fluctúa la frecuencia tras la perturbación.

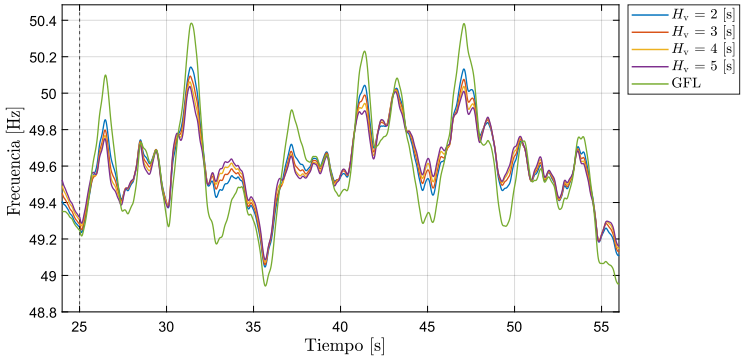


Figura 5.34: Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s.

Tabla 5.18: Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s.

Inercia virtual [s]	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\min}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]
2	49.0463	35.6578	50.1433	31.3894
3	49.0593	35.6617	50.0938	31.3595
4	49.0731	35.6653	50.0621	31.3412
5	49.0857	35.6710	50.0374	31.3356

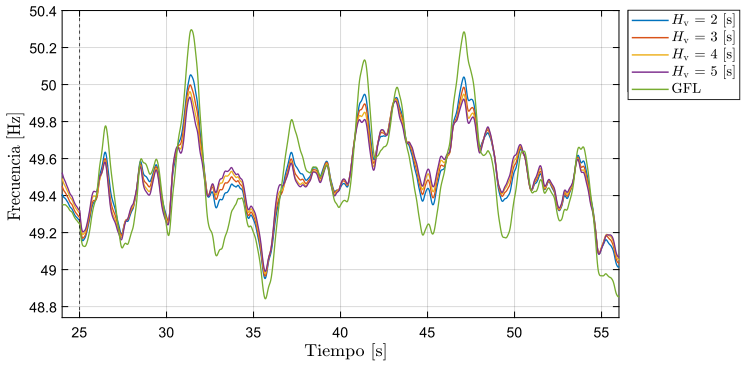


Figura 5.35: Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s.

Tabla 5.19: Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s.

Inercia virtual [s]	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\min}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]
2	48.9518	35.6613	50.0524	31.3845
3	48.9653	35.6643	49.9984	31.3588
4	48.9788	35.6685	49.9616	31.3421
5	48.9905	35.6764	49.9320	31.3376

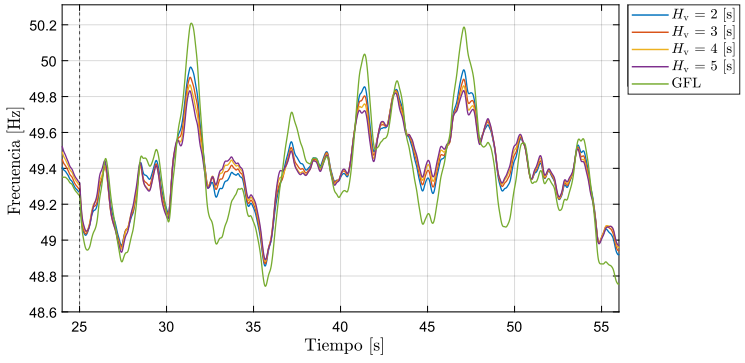


Figura 5.36: Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable para diferentes configuraciones de inercia virtual y modo GFL para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s.

Tabla 5.20: Indicadores de frecuencia del sistema ante viento variable, para distintos valores de inercia virtual para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s.

Inercia virtual [s]	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\min}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]
2	48.8556	35.6635	49.9642	31.3827
3	48.8689	35.6669	49.9074	31.3573
4	48.8816	35.6719	49.8651	31.3440
5	48.8908	35.6807	49.8336	47.0713

Además del comportamiento de la frecuencia, el análisis del ROCOF en este escenario permite evaluar la severidad de las perturbaciones provocadas por la combinación de variabilidad del viento y aumentos escalonados en la demanda. Tal como se observa en las Figuras 5.37, 5.38 y 5.39, las principales diferencias entre escenarios se manifiestan de forma clara en el instante en que ocurre la perturbación, donde el incremento de carga genera un aumento en la pendiente del ROCOF, tanto en su componente positiva como negativa. Por su parte, las Tablas 5.21, 5.22 y 5.23 permiten identificar los valores extremos luego de la perturbación y el instante en que estos se registran para cada configuración. Esta información es relevante para contrastar, en etapas posteriores, si la perturbación modifica no solo la magnitud de las tasas de cambio de frecuencia, sino también el momento en que estas ocurren respecto al caso sin cambio de demanda. En conjunto, los resultados confirman que el efecto del aumento de carga se concentra en los primeros segundos tras el evento, ya que posteriormente las curvas tienden a adoptar un comportamiento similar entre sí.

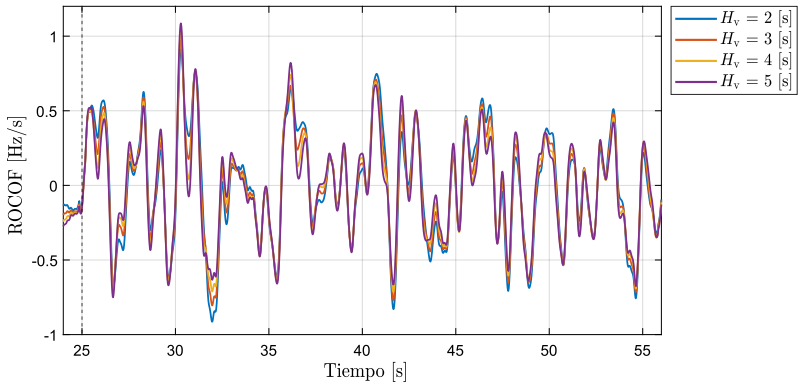


Figura 5.37: Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s.

Tabla 5.21: Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable para una variación de la demanda de un 5 % en t=25 s.

Inercia virtual [s]	$\text{ROCOF}_{\min}$ [Hz/s]	$t_{\min}$ [s]	$\text{ROCOF}_{\max}$ [Hz/s]	$t_{\max}$ [s]
2	-0.9138	31.9645	0.9124	30.2975
3	-0.8049	31.9673	0.9719	30.2894
4	-0.7152	41.6609	1.0339	30.2877
5	-0.7508	26.6600	1.0859	30.2887

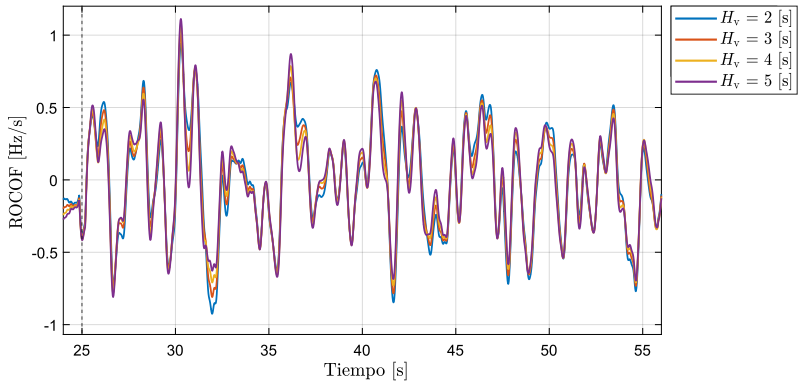


Figura 5.38: Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s.

Tabla 5.22: Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable para una variación de la demanda de un 10 % en t=25 s.

Inercia virtual [s]	$\text{ROCOF}_{\text{min}}$ [Hz/s]	t_{min} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{max}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]
2	-0.9253	31.9640	0.9435	30.2975
3	-0.8095	31.9683	1.0014	30.2901
4	-0.7828	26.6671	1.0630	30.2883
5	-0.8096	26.6662	1.1123	30.2901

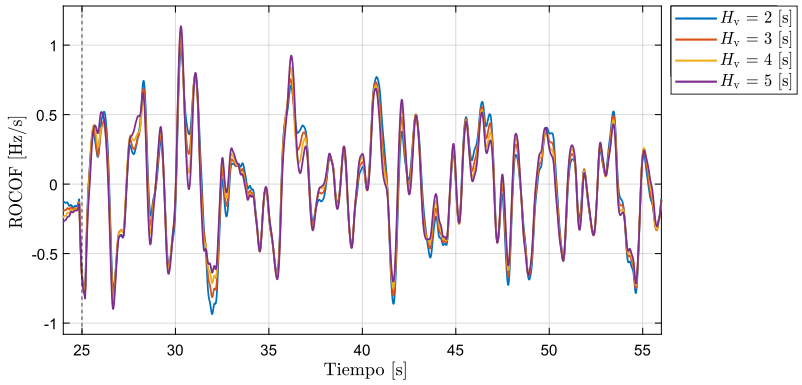


Figura 5.39: Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para distintos niveles de inercia virtual para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s.

Tabla 5.23: Valores extremos del ROCOF para distintos niveles de inercia virtual bajo condición de viento variable para una variación de la demanda de un 15 % en t=25 s.

Inercia virtual [s]	$\text{ROCOF}_{\text{min}}$ [Hz/s]	t_{min} [s]	$\text{ROCOF}_{\text{max}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]
2	-0.9356	31.9638	0.9737	30.2987
3	-0.8142	31.9682	1.0330	30.2918
4	-0.8446	26.6703	1.0909	30.2910
5	-0.8993	26.6660	1.1363	30.2950

A modo de complementar los resultados presentados, se comparan los casos que consideran una inercia virtual de 5 s, tanto con un aumento del 15 % en la demanda como sin dicho incremento. Esta comparación permite obtener una visión más clara y precisa del efecto que produce la perturbación en la demanda, en combinación con la variabilidad del viento, dentro de la arquitectura de control propuesta.

Por medio de la Figura 5.40 y la Tabla 5.24 se compara el comportamiento de la frecuencia para los casos descritos. Hasta el instante en que ocurre la perturbación, ambas señales siguen la misma trayectoria, ya que el único factor dinámico presente es la variabilidad del viento. Sin embargo, al momento de la perturbación, las curvas comienzan a desacoplarse producto del desequilibrio adicional introducido por el aumento de demanda, que se suma al efecto del recurso variable, lo que se refleja en la frecuencia mínima que desciende de forma más pronunciada y el valor máximo también se ve reducido. La comparación entre ambos escenarios confirma que el efecto del aumento de demanda se manifiesta principalmente en la profundidad de la caída de frecuencia.

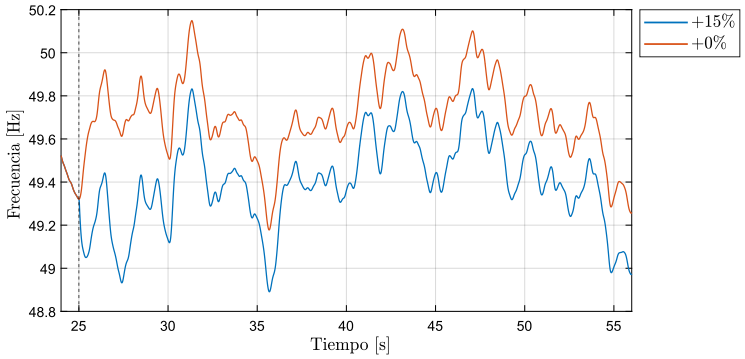


Figura 5.40: Comportamiento de la frecuencia del sistema bajo viento variable, para $H_{\mathrm{v}} = 5$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s.

Tabla 5.24: Comparación de los indicadores de frecuencia del sistema bajo viento variable, considerando $H_{\mathrm{v}} = 5\,\mathrm{s}$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 25\,\mathrm{s}$.

Caso	$f_{\min}$ [Hz]	$t_{\min}$ [s]	$f_{\max}$ [Hz]	$t_{\max}$ [s]
Con aumento del 15 %	48.8908	35.6807	49.8336	47.0713
Sin aumento de demanda	49.1777	35.6676	50.1491	31.3352

Por su parte, la Figura 5.41 y la Tabla 5.25 permiten comparar el comportamiento del ROCOF para ambos casos. Como se observa, hasta el instante $t = 25,\mathrm{s}$ las señales son prácticamente iguales, ya que responden únicamente a la variabilidad del viento. Sin embargo, justo después de la perturbación, la curva del caso con aumento de demanda muestra una pendiente mucho más pronunciada, marcando un cambio brusco en la respuesta del sistema. Este efecto se hace evidente en los primeros segundos tras el evento, donde las oscilaciones son más marcadas, reflejando el mayor esfuerzo del sistema por absorber el desequilibrio. Luego de este periodo inicial, ambas curvas tienden nuevamente a alinearse, lo que indica que el impacto del aumento de carga sobre el ROCOF es principalmente transitorio.

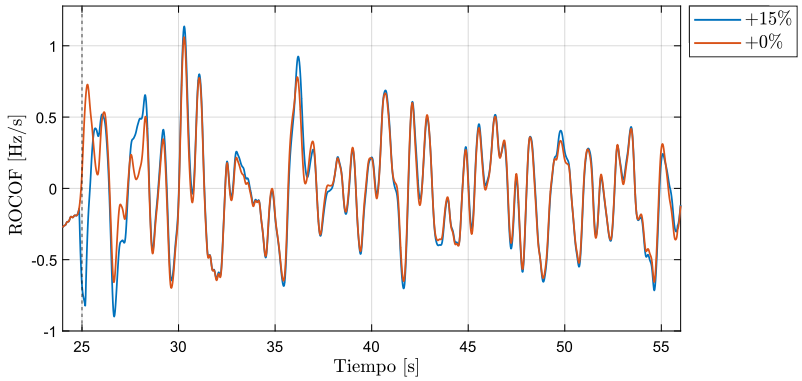


Figura 5.41: Evolución del ROCOF bajo condiciones de viento variable para, para $H_{\mathrm{v}} = 15$ s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25$ s.

Tabla 5.25: Comparación de los valores extremos del ROCOF bajo condición de viento variable, considerando $H_{\mathrm{v}} = 5\,\mathrm{s}$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 25\,\mathrm{s}$.

Caso	$\mathrm{ROCOF}_{\mathrm{min}}$ [Hz/s]	t_{min} [s]	$\mathrm{ROCOF}_{\mathrm{max}}$ [Hz/s]	t_{max} [s]
Con aumento del 15 %	-0.8993	26.6660	1.1363	30.2950
Sin aumento de demanda	-0.6990	29.6241	1.0610	30.2893

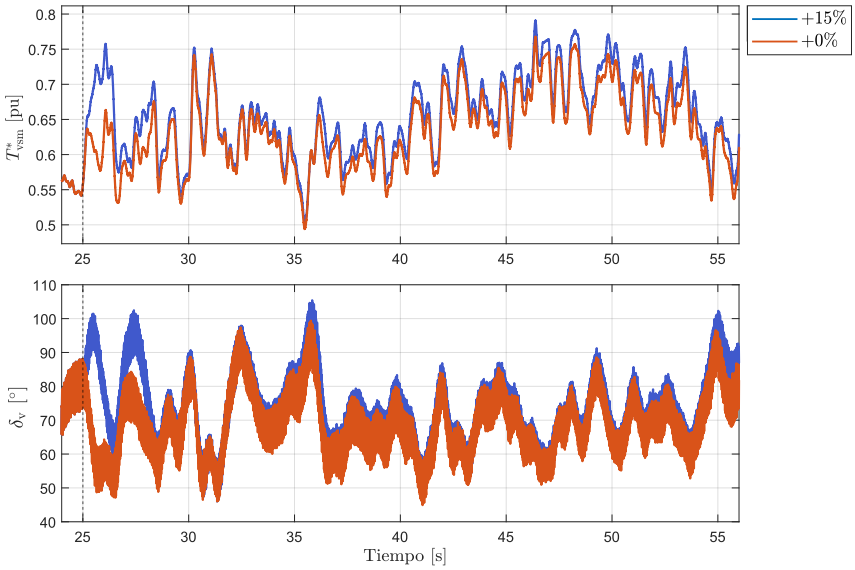


Figura 5.42: Comportamiento del par de referencia del VSM y del ángulo de carga virtual bajo un perfil de viento variable, considerando una inercia virtual de 5 s, con y sin un aumento del 15 % en la demanda aplicado en $t = 25\,\mathrm{s}$.

Adicionalmente, para complementar el análisis, se presenta la Figura 5.42, que muestra la evolución del par de referencia del VSM y del ángulo de carga virtual. Inmediatamente después del aumento de carga, se aprecia un incremento en la magnitud del par de referencia en el caso con perturbación, como respuesta al nuevo desequilibrio introducido en

la red. Tras esta acción transitoria inicial, el valor del par no retorna completamente al nivel del caso sin aumento de demanda, sino que se mantiene ligeramente superior, con el objetivo de sostener el mayor flujo de potencia activa requerido por la red. Este comportamiento también se refleja en el ángulo de carga virtual, el cual muestra una separación más marcada y sostenida respecto al caso base, evidenciando el esfuerzo adicional del sistema.

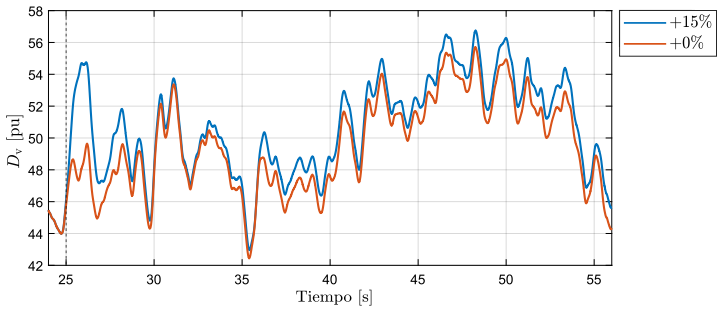


Figura 5.43: Evolución temporal del coeficiente de amortiguamiento virtual bajo un perfil de viento variable para $H_v = 5\,s$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25\,s$.

La Figura 5.43 muestra la evolución del coeficiente de amortiguamiento virtual. Tal como se observa inmediatamente después de la perturbación, el valor se incrementa de forma notoria en el escenario con aumento de carga. Este comportamiento responde a una mayor desviación de frecuencia, que activa dentro del esquema de control VSM un mayor amortiguamiento con el objetivo de aumentar el término del par de amortiguamiento virtual. Así, el sistema busca contener de mejor forma la caída de frecuencia mediante una acción correctiva proporcionalmente mayor, reflejando una adaptación dinámica ante el nuevo nivel de exigencia impuesto por la red.

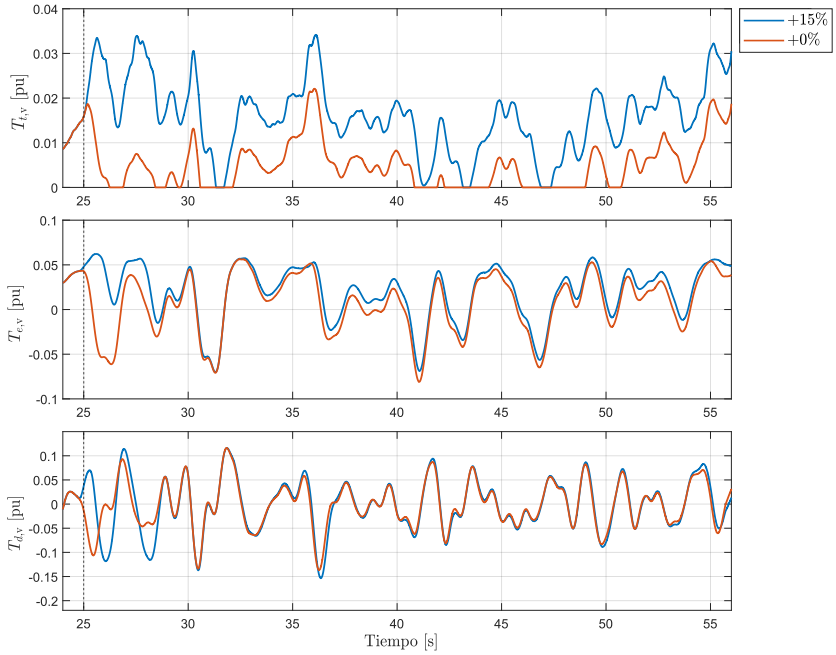


Figura 5.44: Pares virtuales del modelo VSM bajo un perfil de viento variable para $H_v = 5\,s$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25\,s$.

Para complementar el análisis, la Figura 5.44 presenta la evolución de los tres componentes que conforman la ecuación de oscilación del sistema de control VSM. Como se observa, inmediatamente después del evento, los tres pares virtuales presentan diferencias entre el caso con y sin aumento de la demanda. En el caso del par de la turbina virtual, al disponer de reservas, su magnitud se incrementa respecto al escenario sin perturbación, lo que refleja cómo el sistema libera parte del par de reserva para contener la desviación ocasionada por el aumento de carga. El par electromagnético virtual también evidencia un aumento tras el evento, como parte de la respuesta correctiva. Por su parte, el par de amortiguamiento presenta diferencias más marcadas al momento de ocurrir la perturbación, aunque con el paso del tiempo estas se atenúan, tendiendo a converger nuevamente.

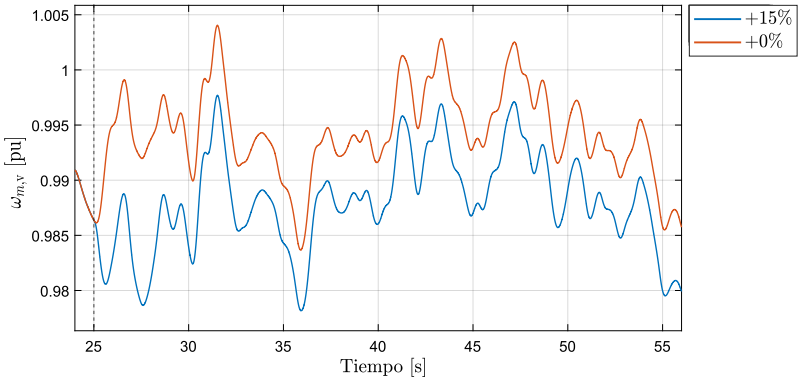


Figura 5.45: Velocidad angular virtual para distintos valores de inercia virtual bajo condición de viento variable para $H_v = 5\,s$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25\,s$.

Tabla 5.26: Valores extremos de la velocidad angular virtual ante un perfil de viento variable, considerando $H_v = 5\,s$, con y sin un aumento del 15 % en la demanda en $t = 25\,s$.

Caso	t_{min} [s]	$\omega_{m,v,min}$ [pu]	t_{max} [s]	$\omega_{m,v,max}$ [pu]
Con aumento del 15 %	35.9360	0.97816	31.5225	0.99769
Sin aumento de demanda	35.9109	0.98367	31.5155	1.00404

Finalmente, la Figura 5.45 muestra la evolución de la velocidad angular virtual del rotor en el sistema VSM ante un aumento de demanda. Se observa que la trayectoria correspondiente al caso con perturbación presenta una caída más acentuada en comparación con el escenario base, lo que refleja el impacto directo del desequilibrio entre generación y carga, reduciendo la energía cinética virtual del sistema. Este efecto también se evidencia en los valores extremos presentados en la Tabla 5.17, donde tanto la velocidad mínima como la máxima son inferiores en el caso con aumento de demanda.

A partir de los resultados que se presentan en este capítulo, se caracteriza el comportamiento del sistema bajo dos esquemas de control frente a escenarios con perturbaciones en la demanda y variabilidad del recurso eólico. Se evidencia cómo la incorporación de inercia virtual influye directamente en la dinámica de las principales variables del sistema, alterando su comportamiento ante variaciones rápidas o repentinas en las condiciones operativas. En consecuencia, el siguiente capítulo se centra en una comparación entre los enfoques de control GFL y GFM, con el propósito de identificar las diferencias más relevantes en

la operación del sistema. Adicionalmente, se abordan diversas discusiones orientadas a evaluar las capacidades y limitaciones del esquema de control *grid forming*, tales como la máxima inercia virtual que puede incorporarse sin comprometer la estabilidad, los desafíos asociados al viento variable y la posibilidad de que el sistema logre por sí solo restituir la frecuencia nominal tras una perturbación.

Capítulo 6

Análisis y discusión

Este capítulo se orienta a contrastar el desempeño del sistema bajo los dos esquemas de control que se evalúan, considerando tanto condiciones de perturbación en la demanda como escenarios con viento variable. El propósito es identificar, de manera cuantitativa y cualitativa, cómo varían las principales variables del sistema bajo cada estrategia, y qué implicancias trae consigo su aplicación. Además, a partir de los resultados que se obtienen, se analiza el efecto que introduce la inercia virtual en la dinámica del sistema, y se discuten los límites de su implementación desde el punto de vista del diseño del control. Asimismo, se examinan los desafíos que representa la operación bajo viento variable y la capacidad del control GFM para sostener o recuperar la frecuencia nominal sin asistencia externa.

En primer lugar, el estudio del comportamiento de la frecuencia ante incrementos escalonados en la demanda permite evidenciar diferencias fundamentales entre los dos esquemas de control evaluados. En el caso del control de tipo GFL, los resultados que se presentan en la Tabla 5.2 muestran una caída progresiva en la frecuencia mínima a medida que se incrementa la perturbación, dado que para un aumento del 5 % la frecuencia desciende hasta 49.6672 Hz, mientras que ante un incremento del 15 % el mínimo que se registra alcanza 49.0185 Hz. Cabe recordar que, según los criterios técnicos adoptados en este estudio, el rango de operación aceptable para la frecuencia del sistema está comprendido entre 49.8 Hz y 50.2 Hz. Por tanto, una frecuencia mínima inferior a 49.8 Hz como la registrada en este caso se considera indicativa de una respuesta deficiente del sistema ante perturbaciones. Esto evidencia una alta sensibilidad frente a perturbaciones crecientes. Sin embargo, los tiempos de estabilización se mantienen relativamente constantes en torno a los 23.5 s, lo que indica que el esquema con GFL no adapta dinámicamente su comportamiento frente a cambios en la magnitud de la demanda, dado que todo el control de frecuencia es realizado por la red equivalente. En contraste, bajo el esquema de control GFM con inercia virtual, el sistema exhibe una respuesta más atenuada y adaptativa por parte del DFIG, modulada por el valor de H_{v}. Tal como se observa en las Tablas 5.8, 5.10 y 5.12, la inclusión de este parámetro permite mitigar la caída inicial de frecuencia. Por ejemplo, para una perturbación del 10 %, el valor mínimo mejora de 49.5169 Hz con $H_{\mathrm{v}} = 2\,\mathrm{s}$ a 49.5957 Hz con $H_{\mathrm{v}} = 5\,\mathrm{s}$, lo cual representa una mejora de aproximadamente 0.08 Hz respecto al valor inicial, destacando que esta tendencia se repite sistemáticamente para los tres niveles de perturbación.

Además de reducir la severidad de la caída, el esquema GFM introduce una evolución temporal diferente en la respuesta. A medida que se incrementa el valor de H_{v}, el instante

en que ocurre la frecuencia mínima se retrasa progresivamente, lo que refleja una respuesta más inercial. Un ejemplo de esto es ante un aumento del 15 % en la demanda, el mínimo se alcanza a $t = 16.5502\,\mathrm{s}$ para $H_\mathrm{v} = 2\,\mathrm{s}$, mientras que para $H_\mathrm{v} = 5\,\mathrm{s}$ este se produce a $t = 17.0991\,\mathrm{s}$. Este desplazamiento en el tiempo está acompañado por un aumento en el tiempo de estabilización, lo que indica que el sistema con mayor inercia virtual opta por una recuperación más gradual y menos agresiva. Por último, si se comparan los resultados de GFL y GFM bajo una misma perturbación, se observa que al incorporar la inercia virtual se logra mejorar el valor mínimo de frecuencia. Para un aumento del 15 %, el esquema GFL alcanza 49.0185 Hz, mientras que el esquema GFM con $H_\mathrm{v} = 5\,\mathrm{s}$ logra limitar la caída a 49.4298 Hz, lo que representa una mejora superior a 0.4 Hz. Esta comparación directa demuestra la capacidad del control GFM para atenuar las desviaciones más severas, haciendo uso de una dinámica que, si bien es más lenta, aporta mayor robustez frente a perturbaciones.

Otro aspecto importante de analizar que se relaciona directamente con el comportamiento de la frecuencia es el ROCOF, el cual permite caracterizar la rapidez con que esta varía tras una perturbación. Para el caso del control con GFL, los resultados que se presentan en la Tabla 5.3 evidencian una relación directamente proporcional entre la magnitud de la perturbación y la severidad del ROCOF, dado que a medida que el incremento de carga pasa de un 5 % a un 15 %, la menor tasa de cambio de frecuencia se incrementa en magnitud desde −0.4870 a −1.4617 Hz/s, mientras que la mayor tasa de cambio aumenta de 0.1097 a 0.3286 Hz/s. Esto refleja un comportamiento altamente sensible frente a la perturbación, con pendientes abruptas tanto en el descenso como en la recuperación de la frecuencia hacia su nuevo valor en estado estacionario. En contraste, al incorporar el esquema de control GFM, se observa una amortiguación significativa en la respuesta del sistema, tal como se resume en las Tablas 5.9, 5.11 y 5.13. Donde para un mismo aumento del 15 % en la carga, la menor tasa de cambio de frecuencia disminuye a −1.1240 Hz/s con H_v=2 s y se reduce aún más a −1.0740 Hz/s con H_v=5 s, frente a los −1.4617 Hz/s que se observan bajo el control con GFL. De igual forma, la mayor tasa de cambio se limita a 0.0950 Hz/s con H_v=2 s y a 0.0552 Hz/s con H_v=5 s, en comparación con los 0.3286 Hz/s obtenidos para el caso con GFL.

El comportamiento que se describe reafirma que el modelo VSM actúa como un sistema amortiguador dinámico, capaz de limitar la tasa de variación de la frecuencia frente a perturbaciones. Además de la atenuación en los valores extremos del ROCOF, se observa un desplazamiento temporal en la aparición de las mayores tasas de cambio positivas. Mientras que los instantes correspondientes a la menor tasa de cambio se mantienen próximos a $t = 15.21\,\mathrm{s}$, justo después de la perturbación, los máximos tienden a diferirse en el tiempo a medida que aumenta la inercia virtual, alcanzando hasta $t = 19.74\,\mathrm{s}$ para $H_\mathrm{v} = 5\,\mathrm{s}$. Esta evolución temporal indica que un mayor valor de inercia virtual no solo suaviza la respuesta del sistema, sino que también retrasa su acción correctiva, favoreciendo una recuperación más gradual y evitando sobreimpulsos en la frecuencia.

Las diferencias entre los esquemas de control GFL y GFM se deben principalmente a la participación del modelo VSM en la generación de la referencia del par electromagnético, lo que repercute directamente en la dinámica del sistema. En el caso del control GFL, como se observa en la Figura 5.4, el par electromagnético sigue pasivamente el perfil del viento, sin implementar mecanismos que atenúen la perturbación. Esta ausencia de respuesta correctiva también se refleja en la evolución de las potencias activas (Figura 5.5), donde se evidencia una reacción sin intervención activa del sistema de control. En contraste, el

esquema GFM incorpora una referencia de par electromagnético modulada por el modelo VSM, la cual depende del ángulo de carga virtual, vinculado directamente a la dinámica oscilatoria interna del sistema. Esta interacción se aprecia en la Figura 5.20, donde la referencia generada por el VSM responde de forma dinámica a la perturbación, diferenciándose claramente de la señal convencional del esquema RPPT. Además, la comparación entre los ángulos de carga tradicionales y virtuales revela la capacidad del modelo GFM para detectar y responder proactivamente a las oscilaciones de la red. Esto se refleja en las potencias activas del sistema Figura 5.25, donde se muestra una evolución producto de la acción del modelo VSM, que ajusta el par electromagnético y redistribuye dinámicamente la potencia entre rotor y estator.

El comportamiento del sistema bajo un perfil de viento variable representa un desafío significativo para el esquema de control GFM, debido a que su respuesta se basa en una ecuación de oscilación mecánica que modela el comportamiento inercial de una máquina virtual. En este contexto, y tal como se expone en los resultados de simulación, se implementa un filtro específico en el lazo de control con el fin de permitir que el esquema GFM pueda adaptarse de forma efectiva a la variabilidad del recurso eólico. Este filtro actúa sobre la señal de entrada del viento, atenuando sus componentes de alta frecuencia, permitiendo así al modelo VSM generar referencias de par más coherentes con la dinámica del sistema. Aunque en el caso del esquema GFL no se requiere dicho filtro, se aplica de igual manera para realizar una comparación equitativa entre ambos enfoques. En la Figura 5.26 se muestra la evolución de la frecuencia bajo el esquema de control convencional GFL y el esquema GFM con distintos niveles de inercia virtual, lo que permite comparar y evaluar la capacidad de cada estrategia para enfrentar las oscilaciones inducidas por la variabilidad del recurso eólico.

En el caso del control GFL, la frecuencia presenta fluctuaciones de gran amplitud a lo largo del tiempo, con una caída mínima de 48.7877 Hz a los 17.16 s y un sobreimpulso máximo de 50.4794 Hz que ocurre a los 47.09 s, como se resume en la Tabla 5.4. Esta respuesta refleja la ausencia de un mecanismo de control inercial que module dinámicamente el intercambio de potencia ante cambios repentinos en el viento, lo que provoca variaciones abruptas de frecuencia sin una acción correctiva por parte del sistema. Al contrario, el esquema GFM evidencia un comportamiento más contenido y menos abrupto, incluso en presencia del mismo perfil de viento. Tal como se indica en la Tabla 5.15, los valores mínimos de frecuencia se mantienen entre 48.9085 Hz y 48.9768 Hz, dependiendo del valor de la inercia virtual, mientras que los máximos fluctúan en un rango más estrecho, entre 50.2534 Hz y 50.2989 Hz. A diferencia del esquema GFL, donde los tiempos de ocurrencia del mínimo y máximo de frecuencia están más separados, en el esquema GFM se observa que tanto los mínimos como los máximos de frecuencia tienden a desplazarse ligeramente en el tiempo a medida que se incrementa la inercia virtual. Específicamente, los valores mínimos de frecuencia ocurren entre $t = 17.15$ s y $t = 17.21$ s conforme aumenta H_{v}, mientras que los máximos se sitúan entre $t = 20.74$ s y $t = 20.77$ s a medida que disminuye H_{v}. Este desplazamiento temporal indica un amortiguamiento gradual ante las desviaciones inducidas por la variabilidad del viento que evita correcciones abruptas que podrían inducir efectos negativos en la red eléctrica, lo cual es una de las ventajas fundamentales del enfoque GFM. Aunque el sistema no alcanza un estado estacionario constante debido a la continua variación del recurso, se consigue una atenuación de las desviaciones, especialmente en comparación con el caso GFL.

En términos de la tasa de cambio de frecuencia, el control GFL evidencia una respuesta

más sensible a la variabilidad del viento, tal como se presenta en la Tabla 5.5. Bajo esta configuración, el sistema experimenta una tasa máxima de disminución de frecuencia de -1.3730 Hz/s en $t = 32.03$ s, así como una tasa máxima de incremento de 1.3443 Hz/s en $t = 11.23$ s. Estos valores reflejan una respuesta extremadamente rápida del sistema ante cambios en el recurso eólico, dejando en evidencia la falta de un mecanismo interno capaz de limitar la rapidez con que evoluciona la frecuencia frente a perturbaciones dinámicas. En contraste, la incorporación del esquema GFM consigue reducir de manera significativa la magnitud de las tasas de cambio del ROCOF, como se evidencia en la Tabla 5.16. En efecto, al aumentar el valor de la inercia virtual, se produce una disminución sostenida tanto en la menor como en la mayor tasa de variación de la frecuencia. Concretamente, al considerar una inercia virtual de $H_{\mathrm{v}} = 2$ s, la menor tasa de cambio es de -0.8714 Hz/s, valor que mejora hasta -0.6613 Hz/s al aumentar la inercia a $H_{\mathrm{v}} = 5$ s. Por otra parte, si bien la máxima tasa de incremento del ROCOF aumenta desde 0.8947 Hz/s hasta 1.2824 Hz/s conforme incrementa la inercia, se observa simultáneamente un desplazamiento temporal significativo en el instante en que ocurre, desde $t = 11.12$ s hasta $t = 17.79$ s. Esta dinámica refleja claramente una respuesta más moderada y controlada, coherente con el principio de operación del modelo virtual que atenúa y retrasa la respuesta ante fluctuaciones rápidas.

Estas diferencias que se observan en las dinámicas de frecuencia y ROCOF del sistema, se explican principalmente por la manera en que se gestiona la referencia del par electromagnético en cada esquema de control, la cual se transfiere hacia el comportamiento de las potencias del sistema. Al comparar las referencias del esquema GFL que sigue directamente la referencia RPPT, con las del esquema GFM que emplea la referencia de par virtual del modelo de control VSM (Figura 5.28), se evidencian diferencias, donde si bien el esquema VSM mantiene un seguimiento general del perfil definido por el RPPT, se observan holguras que resultan de la acción amortiguadora inducida por la inercia virtual, las cuales precisamente permiten reducir los valores máximos y mínimos tanto de frecuencia como de ROCOF, al suavizar las variaciones abruptas. En consecuencia, al analizar las potencias activas en ambos esquemas, también se identifica una clara diferencia en la gestión dinámica, ya que bajo el modo GFL (Figura 5.11), la potencia total entregada al sistema muestra variaciones más pronunciadas y abruptas, alineadas directamente con las fluctuaciones del recurso eólico, sin intervención correctiva significativa. En cambio, bajo el esquema GFM (Figura 5.33), la potencia del sistema refleja una dinámica más moderada, producto de la gestión activa de la referencia del par electromagnético que considera el ángulo de carga virtual y la ecuación de oscilación del modelo VSM. Este comportamiento no solo contribuye a una operación más estable, sino que también refuerza la capacidad del control GFM para atenuar las perturbaciones generadas por la variabilidad del viento, manteniendo así un desempeño más robusto del sistema eléctrico.

De acuerdo con lo expuesto previamente, se plantea una discusión sobre los efectos que podría generar un aumento repentino de la demanda en condiciones de viento variable. En este contexto, dicho evento representa una exigencia adicional sobre el sistema de control basado en el modelo VSM, el cual ya opera bajo condiciones de generación fluctuante. Estas variaciones, como se analiza anteriormente, generan déficits momentáneos respecto a la demanda, lo que obliga al control a actuar de forma constante para mitigar las desviaciones de frecuencia. Frente a esta situación, un incremento súbito en la carga intensificaría las dinámicas del sistema, aumentando significativamente la tasa de cambio de frecuencia, lo que podría comprometer la disponibilidad de la reserva activa del sistema, ya que dependiendo del instante en que se produzca la perturbación, dicha reserva

podría no ser suficiente para contrarrestar el desequilibrio entre potencia y demanda. Como consecuencia, el sistema podría exhibir tasas de cambio de frecuencia superiores a las tolerables, dando lugar a transitorios no deseados que dificulten la regulación del sistema y, eventualmente, comprometan la estabilidad de este.

Este fenómeno guarda similitud con lo observado en el escenario de viento variable, en el que, de no ser por el filtro implementado, el esquema GFM no sería capaz de adaptarse adecuadamente a las variaciones rápidas del recurso eólico. No obstante, el caso específico de un aumento repentino de la demanda representa un desafío aún mayor, debido al carácter abrupto del cambio y su impacto inmediato en el equilibrio dinámico del sistema. Por esta razón, se analiza este caso de operación considerando dicho evento en particular, observando que el aumento de demanda produce una caída en la frecuencia proporcional a la magnitud de la perturbación. De forma análoga al escenario con solo viento variable, el esquema VSM es capaz de amortiguar parcialmente las desviaciones causadas tanto por la variabilidad del recurso como por el incremento súbito en la carga. Esta capacidad de respuesta se evidencia al comparar con el comportamiento del control GFL, donde la ausencia de inercia virtual limita su efectividad ante fluctuaciones rápidas. En cambio, la presencia de esta reserva inercial en el esquema VSM contribuye a contener con mayor eficiencia las variaciones, especialmente a medida que se incrementa su valor de referencia. En términos generales, este escenario de operación refuerza la tendencia observada en los análisis individuales de cada perturbación tanto la variabilidad del viento como el aumento repentino de la demanda provocan inestabilidad en el sistema, pero el control VSM muestra un desempeño más robusto al mitigar sus efectos combinados, lo cual confirma su utilidad como estrategia de control frente a eventos exigentes.

En base a lo anterior, surge la necesidad de examinar si existe un límite superior para el valor de la inercia virtual que puede implementarse dentro del modelo propuesto. A diferencia de los generadores sincrónicos, en los cuales la constante de inercia es una propiedad física intrínseca e inalterable, en el sistema de control tipo VSM esta constante actúa como un parámetro ajustable. Esta característica permite adaptar la dinámica del sistema a distintas condiciones operativas, ofreciendo una mayor flexibilidad, aunque a costa de una mayor complejidad en su configuración y sintonización. Los resultados que se obtienen muestran que un valor elevado de inercia virtual permite atenuar la tasa de cambio de frecuencia, contribuyendo así a mejorar la estabilidad del sistema ante perturbaciones. Sin embargo, este beneficio puede ir acompañado de una respuesta más lenta y una disminución del efecto amortiguador si no se ajustan de forma adecuada otros parámetros del sistema, como el coeficiente del control por estatismo, debido a que este induce dentro del control propuesto un ajuste en la agresividad de la respuesta en el par de reserva que en consecuencia afecta dinámicamente a la referencia del par del VSM. En contraste, una inercia demasiado baja puede generar respuestas excesivamente rápidas, con oscilaciones más marcadas y una menor robustez frente a variaciones en la red.

Si bien en este trabajo el valor de la inercia virtual se selecciona de forma arbitraria con fines de análisis comparativo, en la literatura actual no existe una metodología única ni consensuada para determinar su valor óptimo. Diversos estudios, como el presentado en [53], destacan que dicha elección depende de múltiples factores, entre ellos la capacidad de reserva disponible, la topología del sistema eléctrico, la magnitud de la perturbación y las condiciones instantáneas del recurso eólico. En este contexto, han surgido propuestas más avanzadas basadas en esquemas de control adaptativo [54], las cuales permiten modificar dinámicamente el valor de la inercia virtual en función del estado operativo del sistema.

Aunque estos enfoques ofrecen una mayor flexibilidad y capacidad de respuesta ante variaciones en la red, también presentan desafíos adicionales en su implementación, ya que requieren sistemas de control más sofisticados, que permitan adaptar la respuesta del convertidor a condiciones operativas cambiantes, manteniendo la estabilidad y robustez del sistema.

Además, se plantea la discusión sobre si el sistema es capaz de restablecer la frecuencia a su valor nominal tras una perturbación. Desde un punto de vista técnico, esto es factible, siempre que el sistema disponga de una reserva de potencia suficiente para compensar el desequilibrio entre generación y demanda, y se realicen ajustes en la configuración del control por estatismo. En particular, sería necesario modificar el esquema de control actual que opera de forma proporcional hacia una estrategia más integral, con características similares a un control tipo PI. Esto permitiría no solo mitigar las desviaciones de frecuencia, sino también asegurar su recuperación hacia el valor nominal o, al menos, al límite superior de la banda muerta. En adición, sería conveniente revisar las limitaciones impuestas al control, a fin de que este no solo sea capaz de liberar potencia de reserva ante eventos de subfrecuencia, sino también de absorber potencia en situaciones de exceso de generación, lo que permitiría reforzar la reserva disponible de manera dinámica. En conjunto, estas modificaciones representan posibles mejoras que podrían ser evaluadas en futuras líneas de investigación, con el objetivo de desarrollar un esquema de control más robusto y eficaz frente a perturbaciones en entornos con alta penetración de energías renovables.

Finalmente, a partir del desarrollo realizado en este trabajo, es posible extraer una serie de observaciones que permiten emitir un juicio sobre las decisiones metodológicas adoptadas en el diseño del control VSM. En primer lugar, si bien la base conceptual se sustenta en la propuesta de [5], la implementación aquí presentada representa una extensión práctica y no trivial. La principal diferencia radica en que se ha extrapolado la analogía del modelo VSM para integrarla dentro del marco del control predictivo de par, aplicado específicamente al inversor del lado del rotor del sistema. Esta adaptación no solo respeta los principios que se exponen en la literatura, sino que permite una integración coherente con esta arquitectura de control.

Un aspecto clave que marca la diferencia del principio de operación del esquema de control VSM de [5] frente a otros, es la inclusión explícita de un término asociado a la reserva de par dentro de la ecuación de oscilación. Mientras que muchas formulaciones omiten este componente, en esta memoria se demuestra que su incorporación es fundamental para otorgar la capacidad al convertidor de aportar potencia activa de manera dinámica. Si bien, esta respuesta se logra gracias a la interacción entre los tres pares virtuales que componen la ecuación de oscilación, el par de turbina calculado a partir de la reserva de potencia habilitada por el control RPPT tiene el mayor peso en la respuesta dinámica frente a perturbaciones. De manera complementaria, el hecho de considerar un esquema de amortiguamiento dinámico refuerza la robustez del sistema, permitiendo que el control se ajuste en tiempo según el grado de desviación de frecuencia. Esta característica mejora la flexibilidad del modelo y refuerza su capacidad para operar en escenarios exigentes.

Sin embargo, las diversas pruebas que se realizan para evaluar la capacidad del control de aportar de forma activa a la red, permitieron identificar una limitación importante relacionada con la ganancia del control por estatismo. Aunque este parámetro no está restringido físicamente, sí presenta un límite operativo condicionado por la dinámica global del sistema. En particular, se observó que, a medida que se incrementa el valor de la

inercia virtual, la estabilidad del sistema se vuelve más sensible a esta ganancia. Esto revela una relación directa entre ambos parámetros y plantea la necesidad de estrategias de sintonización conjuntas que consideren la interacción de estas variables.

Capítulo 7

Conclusiones

En esta memoria se desarrolló una estrategia de control orientada a enfrentar los desafíos que impone la alta penetración de energías renovables, en particular la pérdida de inercia rotacional que compromete la estabilidad dinámica de los sistemas eléctricos actuales. Para abordar este problema, se propuso una solución basada en el modelo VSM, aplicada a un sistema eólico con DFIG, integrando una arquitectura de control predictiva en ambos inversores: del lado del rotor mediante P-DTC, y del lado de la red mediante P-DPC. Esta estructura se complementó con el uso adaptativo de esquemas de extracción de potencia como MPPT y RPPT, permitiendo gestionar dinámicamente la disponibilidad energética del recurso eólico.

Una de las principales contribuciones de este trabajo radica en la integración entre el modelo VSM y el sistema de control interno del DFIG. A través de la ecuación de oscilación, el VSM permite modelar un ángulo eléctrico virtual y generar una referencia de par dinámica, la cual se vincula directamente al P-DTC aplicado sobre el inversor del lado del rotor. Esta referencia se propaga con alta fidelidad hacia las variables eléctricas de la máquina gracias a la rápida respuesta del control predictivo, induciendo así una evolución inercial efectiva ante perturbaciones en la red. Esta dinámica, además de impactar directamente en la respuesta del estator, también influye en la regulación de la tensión del enlace DC, transmitiéndose hacia el inversor del lado de la red, el cual es controlado mediante P-DPC y replica este comportamiento en el PCC. Paralelamente, el control del factor de potencia ajusta de forma dinámica la referencia del flujo del rotor que actúa sobre el P-DTC, permitiendo modificar la potencia reactiva entregada sin comprometer la estabilidad general del sistema. En conjunto, la propuesta desarrollada configura un esquema de control robusto, que articula eficazmente los aportes del modelo VSM con las ventajas del control predictivo, habilitando un soporte inercial activo que mejora la respuesta del sistema ante eventos dinámicos.

Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas validan el desempeño del sistema propuesto bajo condiciones representativas de operación. Frente a perturbaciones escalonadas de carga, el esquema basado en VSM mostró una capacidad clara para atenuar las desviaciones de frecuencia, reduciendo la severidad del NADIR y del ROCOF en comparación con el control GFL. Esta mejora se mantuvo incluso ante condiciones de viento variable, donde el sistema evidenció un comportamiento más estable y predecible, con menor sensibilidad a las oscilaciones del recurso eólico. Además, se comprobó que la incorporación de inercia virtual contribuye a suavizar la respuesta del sistema, aunque a

costa de una dinámica ligeramente más lenta. En conjunto, estos resultados demuestran que el esquema de control propuesto no solo permite emular de forma efectiva el comportamiento de una máquina sincrónica, sino que también mejora la estabilidad del sistema frente a eventos disruptivos.

Finalmente, de acuerdo con los resultados obtenidos y a las discusiones desarrolladas, se identifican diversas líneas de investigación que permitirían fortalecer y extender la propuesta presentada. En primer lugar, uno de los desafíos más relevantes corresponde al ajuste óptimo y dinámico de la inercia virtual, ya que en este trabajo se selecciona de forma arbitraria, sin considerar las condiciones instantáneas del sistema. La incorporación de un esquema adaptativo permitiría mejorar la respuesta inercial del sistema ante distintos tipos de perturbaciones. Por otro lado, el diseño del control por estatismo podría mejorarse para cumplir una función no solo correctiva, sino también bidireccional, permitiendo el almacenamiento dinámico de potencia ante eventos de sobrefrecuencia, además de la liberación de reserva durante condiciones de subfrecuencia. De este modo, se avanzaría hacia un esquema de control primario más completo, que permita al sistema restablecer por sí solo la frecuencia nominal o al menos reconducirla hacia dentro de la banda de tolerancia, sin necesidad de intervención de control secundario.

Bibliografía

[1] Coordinador Eléctrico Nacional. *Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada*. 2022.

[2] ESIG high share of inverter-based generation task force. *Grid forming technology in energy systems integration*. 2022.

[3] Guanhong Song, Bo Cao y Liuchen Chang. «Review of Grid-forming Inverters in Support of Power System Operation». En: *Chinese Journal of Electrical Engineering* 8 (1 2022). ISSN: 20961529. DOI: 10.23919/CJEE.2022.000001.

[4] Roberto Rosso et al. *Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends - A Review*. 2021. DOI: 10.1109/OJIA.2021.3074028.

[5] Andre Thommessen y Christoph Michael Hackl. «Virtual Synchronous Machine Control for Doubly Fed Induction Machine-Based Wind Energy Conversion Systems». En: *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society* 5 (2024), págs. 264-301. ISSN: 26441284. DOI: 10.1109/OJIES.2024.3366082.

[6] Shivaji Karad y Ritula Thakur. «Recent Trends of Control Strategies for Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine Systems: A Comparative Review». En: *Archives of Computational Methods in Engineering* 28 (1 2021). ISSN: 18861784. DOI: 10.1007/s11831-019-09367-3.

[7] Kah Yung Yap, Charles R. Sarimuthu y Joanne Mun Yee Lim. *Virtual inertia-based inverters for mitigating frequency instability in grid-connected renewable energy system: A Review*. 2019. DOI: 10.3390/app9245300.

[8] Xiongfei Wang et al. «Grid-Synchronization Stability of Converter-Based Resources - An Overview». En: *IEEE Open Journal of Industry Applications* 1 (2020). ISSN: 26441241. DOI: 10.1109/OJIA.2020.3020392.

[9] Andrés Peña Asensio et al. «Analysis of the converter synchronizing method for the contribution of battery energy storage systems to inertia emulation». En: *Energies* 13 (6 2020). ISSN: 19961073. DOI: 10.3390/en13061478.

[10] Jose Luis Rodriguez-Amenedo et al. «Black-Start Capability of DFIG Wind Turbines through a Grid-Forming Control Based on the Rotor Flux Orientation». En: *IEEE Access* 9 (2021). ISSN: 21693536. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3120478.

[11] Linbin Huang et al. «Synchronization and Frequency Regulation of DFIG-Based Wind Turbine Generators with Synchronized Control». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 32 (3 2017). ISSN: 08858969. DOI: 10.1109/TEC.2017.2675480.

[12] Andre Thommessen y Christoph M. Hackl. «Combining virtual synchronous machine and feedforward torque control for doubly-fed induction machine based wind energy conversion systems». En: *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*. Vol. 2023-June. 2023. DOI: 10.1109/ISIE51358.2023.10228015.

[13] Yingzong Jiao, Heng Nian y Guoqing He. «Control strategy based on virtual synchronous generator of DFIG-based wind turbine under unbalanced grid voltage». En: *2017 20th International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2017*. 2017. DOI: 10.1109/ICEMS.2017.8056475.

[14] Andrew Roscoe et al. «Response of a grid forming wind farm to system events, and the impact of external and internal damping». En: *IET Renewable Power Generation* 14 (19 2020). ISSN: 17521424. DOI: 10.1049/iet-rpg.2020.0638.

[15] P Kundur. *Power System Stability And Control*. Ed. por McGraw-Hill. 1994.

[16] Oscar Carranza Castillo et al. *Comparison of Power Coefficients in Wind Turbines Considering the Tip Speed Ratio and Blade Pitch Angle*. 2023. DOI: 10.3390/en16062774.

[17] Enel Green Power. *Aerogenerador: Cómo funciona y cómo produce energía limpia*. [Accessed: Nov. 19, 2024]. n.d. URL: https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador.

[18] Muhammad H. Rashid, ed. *Power Electronics Handbook: Devices, Circuits, and Applications*. 3rd. Amsterdam, Netherlands: Butterworth-Heinemann, 2011.

[19] J. Safont. «Simulador generador eléctrico doblemente alimentado». PhD Thesis. Tesis doct. 2016, págs. 21-25.

[20] A. W. Manyonge et al. «Mathematical modelling of wind turbine in a wind energy conversion system: Power coefficient analysis». En: *Applied Mathematical Sciences* 6 (89-92 2012). ISSN: 1312885X.

[21] Thomas Ackermann. «Wind Power in Power Systems». En: *Power Engineering Review, IEEE* 22 (ene. de 2003), págs. 23-27. DOI: 10.1109/MPER.2002.1098053.

[22] Muhammad H.. Rashid. *Power electronics : devices, circuits, and applications*. Pearson, 2014, pág. 998. ISBN: 9780133125900.

[23] Christian Dirscherl y Christoph M. Hackl. «Dynamic power flow in wind turbine systems with doubly-fed induction generator». En: *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. 2016, págs. 1-6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2016.7514104.

[24] Tobias Geyer. *Model Predictive Control of High Power Converters and Industrial Drives*. Wiley, 2016.

[25] G. Abad et al. *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. First Edition. Published by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. John Wiley & Sons, Inc., 2011.

[26] Bin Wu et al. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2011. ISBN: 978-0-470-59365-3. DOI: 10.1002/9781118029008.

[27] Yongchang Zhang et al. «Predictive direct torque and flux control of doubly fed induction generator with switching frequency reduction for wind energy applications». En: *2011 International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2011*. 2011. DOI: 10.1109/ICEMS.2011.6073721.

[28] Jose Sayritupac et al. «Predictive control strategy for DFIG wind turbines with maximum power point tracking using multilevel converters». En: *2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2015 - Proceedings*. 2015. DOI: 10.1109/PEPQA.2015.7168207.

[29] Nor Shahida Hasan et al. *Reviews on multilevel converter and modulation techniques*. 2017. DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.163.

[30] N. Mohan, T.M. Undeland y W.P. Robbins. *Power Electronics: Converters, Applications and Design*. Wiley, 1989. ISBN: 9780471613428. URL: https://books.google.cl/books?id=5ZpTAAAAMAAJ.

[31] Md Sabbir Haider Khan y Sanjeev Kumar Mallik. «Mechanical sensorless control of a rotor-tied DFIG wind energy conversion system using a high gain observer». En: *Journal of King Saud University - Engineering Sciences* 36 (6 2024). ISSN: 10183639. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.05.005.

[32] Hamid Chojaa et al. «Integral sliding mode control for DFIG based WECS with MPPT based on artificial neural network under a real wind profile». En: *Energy Reports* 7 (2021). ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.07.066.

[33] Daniel Cipriano, Johnny Rengifo y Jose M. Aller. «Transient stability evaluation of high penetration of DFIG controlled by DTC and DPC into power systems». En: *2018 IEEE 3rd Ecuador Technical Chapters Meeting, ETCM 2018*. 2018. DOI: 10.1109/ETCM.2018.8580288.

[34] Slavomir Seman, Jouko Niiranen y Antero Arkkio. «Ride-through analysis of doubly fed induction wind-power generator under unsymmetrical network disturbance». En: *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (4 2006). ISSN: 08858950. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.882471.

[35] Boumerid Bensahila Med El Amine et al. «Modeling, simulation and control of a doubly-fed induction generator for wind energy conversion systems». En: *International Journal of Power Electronics and Drive Systems* 11 (3 2020). ISSN: 20888694. DOI: 10.11591/ijpeds.v11.i3.pp1197-1210.

[36] Mohsen Rahimi. «Coordinated control of rotor and grid sides converters in DFIG based wind turbines for providing optimal reactive power support and voltage regulation». En: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 20 (2017). ISSN: 22131388. DOI: 10.1016/j.seta.2017.02.012.

[37] Hamid Chojaa et al. «A Novel DPC Approach for DFIG-Based Variable Speed Wind Power Systems Using DSpace». En: *IEEE Access* 11 (2023). ISSN: 21693536. DOI: 10.1109/ACCESS.2023.3237511.

[38] Mohsen Mokhtari y S. Alireza Davari. «Predictive torque control of DFIG with torque ripple reduction». En: *PECON 2016 - 2016 IEEE 6th International Conference on Power and Energy, Conference Proceeding*. 2017. DOI: 10.1109/PECON.2016.7951661.

[39] José A. Restrepo et al. «Algorithm evaluation for the optimal selection of the space vector voltage using DPC in power systems». En: *2007 European Conference on Power Electronics and Applications, EPE*. 2007. DOI: 10.1109/EPE.2007.4417290.

[40] Joseph Benzaquen et al. «A model predictive control scheme formulation for active rectifiers with LCL filter». En: *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2019*. 2019. DOI: 10.1109/ECCE.2019.8913282.

[41] Ahmed Benzouaoui, Houari Khouidmi y Boubaker Bessedik. «Parallel model predictive direct power control of DFIG for wind energy conversion». En: *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 125 (2021). ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2020.106453.

[42] Dawei Zhi, Lie Xu y Barry W. Williams. «Model-based predictive direct power control of doubly fed induction generators». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* 25 (2 2010). ISSN: 08858993. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2028139.

[43] Yang Han et al. «Modeling and stability analysis of LCL-type grid-connected inverters: A comprehensive overview». En: *IEEE Access* 7 (2019). ISSN: 21693536. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2935806.

[44] Sampath Jayalath y Moin Hanif. «Generalized LCL-Filter Design Algorithm for Grid-Connected Voltage-Source Inverter». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 64 (3 2017). ISSN: 02780046. DOI: 10.1109/TIE.2016.2619660.

[45] Peng Zhan et al. «Design of LCL filters for the back-to-back converter in a doubly fed induction generator». En: *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012*. 2012. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303305.

[46] AC3E energiE. *Estudio de definición de exigencias regulatorias necesarias para establecer niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional*. Inf. téc. 2024.

[47] Coordinador Eléctrico Nacional. *Requisitos Técnicos Mínimos para Recursos Basados en Inversores Grid-Forming*. Inf. téc. 2024.

[48] Rafat Aljarrah et al. «Issues and Challenges of Grid-Following Converters Interfacing Renewable Energy Sources in Low Inertia Systems: A Review». En: *IEEE Access* 12 (2024). ISSN: 21693536. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3349630.

[49] Shahil Shah y Vahan Gevorgian. «Control , Operation , and Stability Characteristics of Grid-Forming Type III Wind Turbines Preprint». En: *19th Wind Integration Workshop* (November 2020).

[50] Yun Yu et al. «An Overview of Grid-Forming Control for Wind Turbine Converters». En: *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2021, págs. 1-6. DOI: 10.1109/IECON48115.2021.9589838.

[51] D. L. Contreras, J. M. Canedo y Diana P. Montoya. «A modified power flow algorithm in power systems with renewable energy sources». En: *2017 North American Power Symposium, NAPS 2017*. 2017. DOI: 10.1109/NAPS.2017.8107242.

[52] Lihui Yang et al. «Oscillatory Stability and Eigenvalue Sensitivity Analysis of A DFIG Wind Turbine System». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 26.1 (2011), págs. 328-339. DOI: 10.1109/TEC.2010.2091130.

[53] Matej Krpan e Igor Kuzle. «Inertial and primary frequency response model of variable-speed wind turbines». En: *The Journal of Engineering* 2017 (13 2017), págs. 844-848. DOI: 10.1049/joe.2017.0449.

[54] M. Hosny, M. I. Marei y A. M. I. Mohamad. «Adaptive hybrid virtual inertia controller for PMSG-based wind turbine based on fuzzy logic control». En: *Scientific Reports* 15.1 (2025), pág. 3757. DOI: 10.1038/s41598-025-87986-6.

A: Información de los elementos del sistema

A.1. Datos de los elementos del circuito eléctrico de la unidad de generación eólica

Los parámetros de los elementos representados en la Figura 2.9 se especifican en las Tablas 1, 3, 2 y 4. Estas tablas incluyen las características de cada elemento que compone el sistema, como la máquina de inducción doblemente alimentada, el filtro LCL, el enlace de corriente continua y los parámetros de la turbina eólica, proporcionando los valores y unidades relevantes. Esta información es fundamental implementar el modelado preciso junto con los esquemas de control.

Tabla 1: Parámetros nominales de la Máquina.

Variable	Valor	Unidad
$v_{n,s}$	690	V
$v_{n,r}$	2021	V
f_n	50	Hz
p_m	1.8	MW
$i_{n,s}$	1722.1	A
$i_{n,r}$	587.9	A
T_n	11.73	kNm
J	68.82	kgm^2
p	2	-
L_{ls}	56.46	mΩ
L_{lr}	68.19	mΩ
L_m	2286	mΩ
R_s	4.554	mΩ
R_r	17.247	mΩ

Tabla 2: Parámetros del enlace DC.

Variable	Valor	Unidad
C_{dc}	0.6781	[mF]

Tabla 3: Parámetros del filtro LCL.

Variable	Valor	Unidad
L_g	4.8	mH
R_g	0	mΩ
L_f	4.8	mH
R_f	0	mΩ
C_c	430	nF
R_c	37	Ω
Frecuencia de resonancia	4954	Hz

Tabla 4: Parámetros de la turbina.

Variable	Valor	Unidad
Diámetro	90	m
Relación de la caja multiplicadora	113.1	-
Inercia	1064	kgm^2
v_{cut-in}	3	m/s
v_{rtd}	10.3	m/s
$v_{cut-out}$	25	m/s

A.2. Bases del sistema en por unidad

Tabla 5: Bases utilizadas para la normalización en pu.

Magnitud	**Símbolo**	**Valor**	**Unidad**
Tensión base estator	$V_{b,s}$	563.38	V
Tensión base rotor	$V_{b,r}$	1650.3	V
Potencia base	S_b	1.8×10^6	W
Corriente base estator	$I_{b,s}$	2130	A
Corriente base rotor	$I_{b,r}$	727.14	A
Impedancia base estator	$Z_{b,s}$	0.2645	Ω
Impedancia base rotor	$Z_{b,r}$	2.27	Ω
Inductancia base estator	$L_{b,s}$	8.42×10^{-4}	H
Inductancia base rotor	$L_{b,r}$	7.2×10^{-3}	H
Capacitancia base estator	$C_{b,s}$	1.2×10^{-2}	F
Capacitancia base rotor	$C_{b,r}$	1.4×10^{-3}	F
Frecuencia base	f_b	50	Hz
Velocidad angular base eléctrica	$\omega_{b,e}$	314.16	rad/s
Velocidad angular base mecánica	$\omega_{b,m}$	157.08	rad/s
Par base	T_b	11459	Nm
Flujo base estator	$\psi_{b,s}$	1.79	Wb
Flujo base rotor	$\psi_{b,r}$	5.25	Wb

B: Desarrollo del modelo P-DTC

B.1. Calculo de la estimación del par en el instante $k+1$

Para determinar la expresión que modela la variable del par electromagnético en un instante futuro en el DFIG, se deriva inicialmente (1), lo que da como resultado (2). En esta última, T_s representa el tiempo de muestreo en el que se evalúa la derivada.

$$T_e = \frac{3}{2} p L_m (\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k)) \tag{1}$$

$$\Delta T_e = T_s \frac{3}{2} p L_m \left(\frac{\mathrm{d}\vec{i}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t} \times \vec{i}_s(k) + \vec{i}_{rs}(k) \times \frac{\mathrm{d}\vec{i}_s(k)}{\mathrm{d}t} \right) \tag{2}$$

Una vez obtenida la expresión anterior, se procede a determinar los términos asociados a las derivadas de las corrientes. Para ello, se reformulan (3) y (4) en función de las variables de corriente, reemplazando (5) en (3) y (6) en (4).

$$\vec{v}_s(k) = R_s \vec{i}_s(k) + \frac{\mathrm{d}\vec{\psi}_s(k)}{\mathrm{d}t} \tag{3}$$

$$\vec{v}_{rs}(k) = R_r \vec{i}_{rs}(k) + \frac{\mathrm{d}\vec{\psi}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t} - jp\omega_m \vec{\psi}_{rs}(k) \tag{4}$$

$$\vec{\psi}_s(k) = L_s \vec{i}_s(k) + L_m \vec{i}_{rs}(k) \tag{5}$$

$$\vec{\psi}_{rs}(k) = L_r \vec{i}_{rs}(k) + L_m \vec{i}_s(k) \tag{6}$$

A continuación, se despeja la derivada de la corriente del estator a partir del reemplazo de (5) en (3), obteniendo (7). De manera similar, al sustituir (6) en (4), se obtiene la derivada de la corriente del rotor, representada por (8).

$$\frac{\mathrm{d}\vec{i}_s(k)}{\mathrm{d}t} = \frac{\vec{v}_s(k) - R_s \vec{i}_s(k) - L_m \frac{\mathrm{d}\vec{i}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t}}{L_s} \tag{7}$$

$$\frac{\mathrm{d}\vec{i}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t} = \frac{\vec{v}_{rs}(k) - R_r \vec{i}_{rs}(k) - L_m \frac{\mathrm{d}\vec{i}_s(k)}{\mathrm{d}t} + j\omega_m L_m \vec{i}_s + j\omega_m L_r \vec{i}_{rs}(k)}{L_r} \tag{8}$$

Con esto, y considerando (9) se resuelven los productos cruz presentes en (2), lo que resulta en (10) y (11), respectivamente.

$$d = L_s L_r - L_m^2 \tag{9}$$

$$\begin{aligned}\frac{\mathrm{d}\vec{i}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t} \times \vec{i}_s(k) = &\frac{L_s}{d}(\vec{v}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k)) - \frac{R_r L_s}{d}(\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k)) - \frac{L_m}{d}(\vec{v}_s(k) \times \vec{i}_s(k)) \\ &+ \frac{p\omega_m L_m L_s}{d}(j\vec{i}_s(k) \times \vec{i}_s(k)) + \frac{p\omega_m L_r L_s}{d}(j\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k))\end{aligned} \tag{10}$$

$$\begin{aligned}\vec{i}_{rs}(k) \times \frac{\mathrm{d}\vec{i}_s(k)}{\mathrm{d}t} = &\frac{L_r}{d}(\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{v}_s(k)) - \frac{R_s L_r}{d}(\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k)) - \frac{L_m}{d}(\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{v}_{rs}(k)) \\ &- \frac{p\omega_m L_s L_m^2}{d}(\vec{i}_{rs}(k) \times j\vec{i}_s(k)) - \frac{p\omega_m L_m L_r}{d}(\vec{i}_{rs}(k) \times j\vec{i}_{rs}(k))\end{aligned} \tag{11}$$

Finalmente, al resolver cada producto cruz y agrupar los términos semejantes, se obtiene la expresión para la derivada del par electromagnético, representada en (12). Esta expresión permite calcular el par electromagnético en el instante $k+1$, como se muestra en (13), que resulta de la suma de (1) y (12).

$$\begin{aligned}\Delta T_e(k) = &T_s \frac{3}{2} \frac{pL_m}{L_s L_r - L_m^2} \Bigg[- \vec{v}_s(k) \times \left(L_m \vec{i}_s(k) + L_r \vec{i}_{rs}(k) \right) + \vec{v}_{rs}(k) \times \left(L_s \vec{i}_s(k) + L_s \vec{i}_{rs}(k) \right) \\ &- (L_s R_r + L_r R_s) \left(\vec{i}_{rs}(k) \times \vec{i}_s(k) \right) - pw_m L_m \left(L_r \|\vec{i}_{rs}(k)\|^2 + L_s \|\vec{i}_s(k)\|^2 \right) \\ &- pw_m \left(L_r L_s + L_m^2 \right) \Re_e \left\{ \vec{i}_{rs}(k) \vec{i}_s^*(k) \right\} \Bigg]\end{aligned} \tag{12}$$

$$T_e(k+1) = T_e(k) + \Delta T_e(k) \tag{13}$$

B.2. Calculo de la estimación del flujo del rotor en el instante $k+1$

Para modelar el flujo del rotor en el instante siguiente, se deriva la magnitud de su fasor espacial utilizando la regla de la cadena, lo que se expresa a partir de (14). Este desarrollo conduce al desglose presentado en (15) y (16). Cabe destacar que, al igual que en el caso del par electromagnético, T_s corresponde al tiempo de muestreo empleado para resolver la derivada.

$$\|\vec{\psi}_{rs}(k)\| = \sqrt{\psi_{rs_\alpha}(k)^2 + \psi_{rs_\beta}(k)^2} \tag{14}$$

$$\Delta\|\vec{\psi}_{rs}(k)\| = T_s \frac{1}{2\sqrt{\psi_{rs_\alpha}(k)^2 + \psi_{rs_\beta}(k)^2}} \frac{\mathrm{d}(\psi_{rs_\alpha}(k)^2 + \psi_{rs_\beta}(k)^2)}{\mathrm{d}t} \tag{15}$$

$$\Delta\|\vec{\psi}_{rs}(k)\| = T_s \frac{\psi_{rs_\alpha}(k)\frac{\mathrm{d}\psi_{rs_\alpha}(k)}{\mathrm{d}t} + \psi_{rs_\beta}(k)\frac{\mathrm{d}\psi_{rs_\beta}(k)}{\mathrm{d}t}}{\|\vec{\psi}_{rs}(k)\|} \tag{16}$$

$$\frac{\mathrm{d}\vec{\psi}_{rs}(k)}{\mathrm{d}t} = \vec{v}_{rs}(k) - R_r\vec{i}_{rs}(k) \tag{17}$$

Se sustituye (17) en (16) para sus coordenadas α y β, obteniendo como resultado (18). Posteriormente, esta expresión se reorganiza para mayor claridad, como se presenta en (19). Finalmente, la magnitud del flujo del rotor en el instante siguiente se define mediante (21), que resulta de sumar la magnitud del flujo en el instante k, representada por (20), y la derivada calculada previamente, es decir, (19).

$$\Delta\|\vec{\psi}_{rs}(k)\| = T_s \frac{\psi_{rs_\alpha}(k)v_{rs_\alpha}(k) - R_r\psi_{rs_\alpha}(k)\vec{i}_{rs_\alpha}(k) + \psi_{rs_\beta}(k)v_{rs_\beta}(k) - R_r\psi_{rs_\beta}(k)\vec{i}_{rs_\beta}(k)}{\|\vec{\psi}_{rs}(k)\|} \tag{18}$$

$$\|\Delta\vec{\psi}_{rs}(k)\| = T_s \frac{\Re_e\left\{\vec{\psi}_{rs}(k)\left(\vec{v}_{rs}(k) - R_r\vec{i}_{rs}\right)^*\right\}}{\|\vec{\psi}_r(k)\|} \tag{19}$$

$$\vec{\psi}_{rs}(k) = L_r\vec{i}_{rs}(k) + L_m\vec{i}_s(k) \tag{20}$$

$$\|\vec{\psi}_{rs}(k+1)\| = \|\vec{\psi}_{rs}(k)\| + \|\Delta\vec{\psi}_{rs}(k)\| \tag{21}$$

B.3. Código implementado en simulación

```
function [flu_r,tele]=Estimador(is_ab,ir_ab,theta, llr_pu, lm_pu)

lrr_pu=llr_pu+lm_pu;

flu_r=zeros(2,1);
is=is_ab(1)+1i*is_ab(2);  % Corriente en el estator
ir=ir_ab(1)+1i*ir_ab(2);  % Corriente en el rotor en coordenadas
   de rotor

flur=lm_pu*is*exp(-1i*theta)+lrr_pu*ir;     % Flujo en coord del
   rotor
flu_r=[real(flur) imag(flur)]';      % Vector de flujo del rotor
   (en coordenadas de rotor)

% Estimaci n del par electromagn tico
tele=(1)*(real(ir)*imag(flur)-imag(ir)*real(flur));

end
```

Listing 1: Codigo para estimador del flujo del rotor y par electromagnético.

```
function sw =
    P_DTC(vs_ab,is_ab,ir_ab,theta,vdc,wr,Ts1,flu_r,tele,flur_ref,
     t_ref,rr_pu, rs_pu, llr_pu, lls_pu, lm_pu,t)

vs=vs_ab(1)+1i*vs_ab(2);
is=is_ab(1)+1i*is_ab(2);
irs=(ir_ab(1)+1i*ir_ab(2))*exp(1i*theta);

T=2/3*[1 exp(1i*2*pi/3) exp(-1i*2*pi/3)];

U = [0, 1, 1, 0, 0, 0 ,1, 1;
     0, 0, 1, 1, 1, 0 ,0 ,1;
     0, 0, 0, 0, 1, 1 ,1 ,1];

lss_pu=lls_pu+lm_pu;
lrr_pu=llr_pu+lm_pu;
d=lss_pu*lrr_pu-lm_pu^2;


vr=T*U*vdc;
vrs=vr*exp(1i*theta);

g_DTC=zeros(1,size(U,2));

flu_rs=(flu_r(1)+1i*flu_r(2))*exp(1i*theta);
et=t_ref-tele;
ef=flur_ref-abs(flu_rs);

k_te=1;       k_flu=1;

for i=1:size(U,2)
    vrs1=vrs(i);

    % Derivadas de Te y modulo de flujo del rotor
    dte=(1/d)*lm_pu*(-cr(vs,(lm_pu*is+lrr_pu*irs))+
    cr(vrs1,(lss_pu*is+lm_pu*irs))-(lss_pu*rr_pu+lrr_pu*rs_pu)*...
    cr(irs,is)-wr*lm_pu*(lss_pu*abs(is)^2+lrr_pu*abs(irs)^2)-
    wr*(lss_pu*lrr_pu+lm_pu^2)*real(irs*conj(is)));

    dflurs=abs(flu_rs)\real(flu_rs*conj(vrs1-rr_pu*irs));

    g_DTC(:,i)=k_te*(et-Ts1*dte)^2+k_flu*(ef-Ts1*dflurs)^2;
end

[~,ind]=min(g_DTC);          % Toma el minimo de la funcion de
   costo
sw=U(:,ind)';

function z=cr(X,Y)          % Producto cruz
Xx=real(X);      Xy=imag(X);
Yx=real(Y);      Yy=imag(Y);
z=Xx.*Yy-Xy.*Yx;
```

Listing 2: Codigo del algoritmo predictivo DTC para la elección del vector óptimo de tensión.

B.4. Parámetros del control PI del lazo de control del factor de potencia del estator

Mediante la herramienta *System Identification* de MATLAB, se lleva a cabo la estimación de la planta, permitiendo obtener un modelo representativo del sistema. Para validar la precisión del modelo obtenido, se simula la respuesta a un escalón, lo que facilita la captura de la dinámica del sistema ante variaciones en la referencia. La Figura 1 ilustra la comparación entre la salida estimada y la real del sistema, evidenciando un nivel de precisión del 93.16 %.

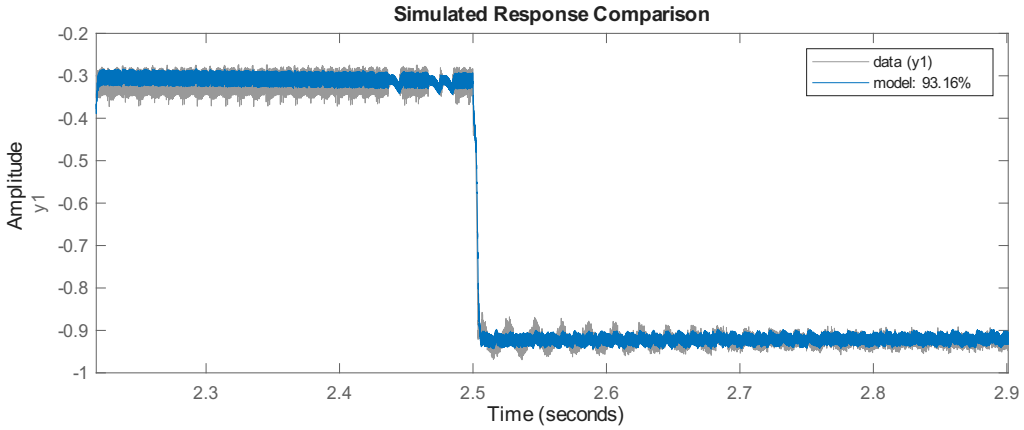


Figura 1: Estimación de la planta para el control de potencia.

El resultado de esta estimación conlleva a la siguiente planta en el plano de Laplace bajo la cual se diseña el control PI de este sistema.

$$G(s) = \frac{(s+1359)(s+0.3302)}{-0.24877(s+5949)(s+0.2733)} \tag{22}$$

De esta forma el Control PI posee la estructura de la ecuación 23, cuyos valores se presenta en la Tabla 6.

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{23}$$

Tabla 6: Ganancias del control del factor de potencia.

Parámetro	Valor
K_p	-0.5
K_i	-100

C: Desarrollo del modelo P-DPC

C.1. Calculo de la estimación de la potencia activa y reactiva en la red en el instante $k+1$

Para el diseño del sistema de control y análisis del filtro, se comienza definiendo el modelo dinámico del sistema en términos del espacio de estados.

$$\begin{aligned} \dot{x} &= Ax + Bu, \\ y &= Cx + Du, \\ x &= \begin{bmatrix} \vec{i}_g & \vec{i}_{\text{rec}} & \vec{v}_c \end{bmatrix}^T, \\ u &= \begin{bmatrix} \vec{v}_g & \vec{v}_{\text{rec}} \end{bmatrix}^T, \\ y &= \vec{i}_g \end{aligned} \tag{24}$$

El vector de estado $\dot{x}$ incluye las corrientes $\vec{i}_g$ y $\vec{i}_{rec}$, además de la tensión en el capacitor $\vec{v}_c$. Por otro lado, el vector de entrada u contiene las tensiones $\vec{v}_g$ y $\vec{v}_{rec}$. En cuanto a la salida y corresponde a la corriente $\vec{i}_g$, que será utilizada para el análisis del sistema e implemntar el sistema de control. A partir de estas definiciones, se especifican las ecuaciones dinámicas completas del sistema que se presenta a continuación.

$$\begin{aligned} \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} \begin{bmatrix} \vec{i}_g \\ \vec{i}_{\text{rec}} \\ \vec{v}_c \end{bmatrix} &= A \begin{bmatrix} \vec{i}_g \\ \vec{i}_{\text{rec}} \\ \vec{v}_c \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} \vec{v}_g \\ \vec{v}_{\text{rec}} \end{bmatrix}, \\ \vec{i}_g &= C \begin{bmatrix} \vec{i}_g \\ \vec{i}_{\text{rec}} \\ \vec{v}_c \end{bmatrix} + D \begin{bmatrix} \vec{v}_g \\ \vec{v}_{\text{rec}} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{25}$$

Los coeficientes del sistema A, B, C, D se calculan a partir de las características físicas del filtro LCL. Estos coeficientes se detallan a continuación.

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{(R_g+R_c)}{L_g} & \frac{R_c}{L_g} & -\frac{1}{L_g} \\ \frac{R_c}{L_f} & -\frac{(R_f+R_c)}{L_f} & \frac{1}{L_f} \\ \frac{1}{C_c} & -\frac{1}{C_c} & 0 \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_g} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{L_f} \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, C = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}, D = \begin{bmatrix} 0 & 0 \end{bmatrix} \tag{26}$$

Con las matrices de espacio de estados definidas, se determina la función de transferencia del sistema entre las entradas $\vec{v}_g$ y $\vec{v}_{rec}$ y la salidas $\vec{i}_g$, por medio de (27), es decir,

a través del teorema de superposición se lograr caracterizar cada una de las entras con la salida del sistema.

$$\begin{aligned} H(s) &= C(sI - A)^{-1}B + D \\ &= \begin{bmatrix} H_g(s) & H_{\text{rec}}(s) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{i_g(s)}{v_g(s)} & \frac{i_g(s)}{v_{\text{rec}}(s)} \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{27}$$

Donde $H_g(s)$ y $H_{rec}(s)$ son las funciones de transferencia individuales para las tensiones de la red y del inversor, respectivamente. Estas resultan en las expresiones que se presentan a continuación.

$$H_g(s) = \frac{b_2 s^2 + b_1 s + 1}{a_3 s^3 + a_2 s^2 + a_1 s + a_0} \tag{28}$$

$$H_{rec}(s) = \frac{-(c_1 s + 1)}{a_3 s^3 + a_2 s^2 + a_1 s + a_0} \tag{29}$$

En la Tabla 7 se presentan los coeficientes de las funciones de transferencia, en función de los componentes del filtro.

Tabla 7: Coeficientes de las plantas del sistema $H_g(s)$ y $H_{rec}(s)$.

Coeficiente	Expresión
a_3	$L_g L_f C_c$
a_2	$C_c(R_g L_f + R_f L_g) + R_c C_c(L_g + L_f)$
a_1	$R_g R_f C_c + L_g + L_f + R_c C_c(R_g + R_f)$
a_0	$R_g + R_f$
b_2	$C_c L_f$
b_1	$C_c R_f + R_c$
c_1	$R_c C_c$

Como se emplean sistemas de control asociados a tiempos discretos, el modelo en tiempo continuo se discretiza utilizando métodos numéricos, correspondeinte a la discretización *zero-order hold* (ZOH) con un tiempo de muestreo T_s igual a $5[\mu s]$ obteniendo así las funciones de transferencia en z.

$$H_g(z) = \frac{\beta_0 + \beta_1 z^{-1} + \beta_2 z^{-2}}{z + \alpha_0 + \alpha_1 z^{-1} + \alpha_2 z^{-2}} \tag{30}$$

$$H_{rec}(z) = \frac{\gamma_0 + \gamma_1 z^{-1} + \gamma_2 z^{-2}}{z + \alpha_0 + \alpha_1 z^{-1} + \alpha_2 z^{-2}} \tag{31}$$

En la Tabla 8 se presentan los valores numéricos de los coeficientes de las funciones de transferencia ya mencionadas.

Tabla 8: Coeficientes de las plantas del sistema $H_g(z)$ y $H_{rec}(z)$

Coeficiente	Valor
α_0	-2.9998
α_1	2.9995
α_2	-0.9998
β_0	-7.5247×10^{-6}
β_1	1.5048×10^{-5}
β_2	-7.5238×10^{-6}
γ_1	4.6172×10^{-10}
γ_2	5.7785×10^{-13}
γ_0	-4.6137×10^{-10}

De esta forma se define la corriente de salida $\vec{i}_g(z)$ como combinación lineal de las entradas y estados previos del sistema.

$$i_g(z) = H_{rec}(z)v_g(z) + H_g(z)v_{rec}(z) \tag{32}$$

Luego se vuelva del plano z al dominio del tiempo discreto, resultando en la ecuación siguiente.

$$\begin{aligned}\vec{i}_g(k+1) =& \gamma_0\vec{v}_{rec}(k) + \begin{bmatrix}\beta_0 & \beta_1 & \beta_2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\vec{v}_g(k)\\ \vec{v}_g(k-1)\\ \vec{v}_g(k-2)\end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix}\gamma_1 & \gamma_2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\vec{v}_{rec}(k-1)\\ \vec{v}_{rec}(k-2)\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}\alpha_0 & \alpha_1 & \alpha_2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\vec{i}_g(k)\\ \vec{i}_g(k-1)\\ \vec{i}_g(k-2)\end{bmatrix}\end{aligned} \tag{33}$$

En lo que respecta a la tensión de red en el instante $k+1$ se puede predecir usando (34), donde w_s es la frecuencia angular de la red y T_s es el periodo de muestreo definido previamente.

$$\vec{v}_g(k+1) = \vec{v}_g(k)e^{j\omega_s T_s} \tag{34}$$

Finalmente, las potencias activa y reactiva en el instante $k+1$ se calculan a partir del producto complejo entre las tensiones de la red $\vec{v}_g(k+1)$ y las corrientes $\vec{i}_g(k+1)$.

$$\frac{3}{2}\vec{v}_g(k+1)\cdot\vec{i}_g(k+1)^* = p_g(k+1) + jq_g(k+1) \tag{35}$$

En esta ecuación, el término complejo permite separar la potencia activa $p_g(k+1)$ como la parte real y la potencia reactiva $q_g(k+1)$ como la parte imaginaria. Esto concluye el procedimiento para llegar a la expresión de las potencias activas y reactivas del sistema en el instante siguiente.

C.2. Código implementado en simulación

```
function sw =P_DPC(vg_ab,ig_ab,Ts1,p,q,p_ref,q_ref,vdc,
   ws,den_vpcc,num_vpcc, num_vr)

persistent ind_old_1 vr_k1 vr_k2 vg_k1 vg_k2 ig_k1 ig_k2 cont

 if isempty(ind_old_1)
    ind_old_1 = 0;
    vr_k1=complex(0);
    vr_k2=complex(0);
    vg_k1=complex(0);
    vg_k2=complex(0);
    ig_k1=complex(0);
    ig_k2=complex(0);
    cont=1;
 end

ind=ind_old_1;

U = [0, 1, 1, 0, 0, 0 ,1,1;
     0, 0, 1, 1, 1, 0 ,0,1;
     0, 0, 0, 0, 1, 1 ,1,1];

T=2/3*[1 exp(1i*2*pi/3) exp(-1i*2*pi/3)];

vg=vg_ab(1)+1i*vg_ab(2);
ig=ig_ab(1)+1i*ig_ab(2);

kp =1;
kq =1;

g_DPC=zeros(1,size(U,2));

ig_k=complex(zeros(1,8));
vg_k=complex(zeros(1,8));

vr=T*U*vdc;      % Vectores espaciales disponibles


for i = 1:size(U, 2)

        % Guardar info de los vectores de corriente y tensi n que
           se utilizan
        ig_k(:,i)=ig;
         vg_k(:,i)=vg;

        % Predicci n de la corriente futura

        ig_1=(num_vr(2)*vr(i) +
           [num_vpcc(2),num_vpcc(3),num_vpcc(4)]*[vg;vg_k1;vg_k2]+
            [num_vr(3), num_vr(4)]*[vr_k1;vr_k2]-[den_vpcc(2),
               den_vpcc(3), den_vpcc(4)]*[ig;ig_k1;ig_k2]);


```

```
50          % Predicci n del voltaje de la red en el siguiente
                instante de tiempo
51
52          vg_1 = vg * exp(1i * (ws * Ts1));
53
54          % C lculo de la potencia en el siguiente instante de
                tiempo
55
56          s_1 = (1)*vg_1 * conj(ig_1);
57
58          % Calcular errores de potencia activa y reactiva
59
60          g_DPC(:,i)= kp * (p_ref - real(s_1))^2+ kq * (q_ref -
                imag(s_1))^2;
61
62      end
63
64
65  [~,ind]=min(g_DPC);    % Toma el minimo de la funcion de costo
66  sw=U(:,ind)';
67
68  vr_k2=vr_k1;
69  vr_k1=vr(ind);
70
71  vg_k2=vg_k1;
72  vg_k1=vg_k(:,ind);
73
74  ig_k2=ig_k1;
75  ig_k1=ig_k(:,ind);
76
77
78
79  % Actualizar el  ndice  de la iteraci n anterior
80  ind_old_1=ind;
```

Listing 3: Codigo del algoritmo predictivo DPC para la elección del vector óptimo de tensión.

C.3. Calculo de los parámetros del filtro LCL del sistema

A continuación, se detalla las consideraciones realizadas para la determinación del filtro LCL que se implementa en el sistema, cuyos valores se requieren para implementar de forma correcta el control predictivo de potencia. Cabe destacar que los valores de potencia y tensión son los correspondientes a los que se tienen por el circuito de rotor, bajo esta aclaración se tienen los siguientes valores del sistema considerando que la potencia que fluye por lado del rotor corresponde a un 30 % de la nominal de la máquina.

Tabla 9: Valores del sistema para diseñar el filto LCL.

Variable	Valor
V_{rms}	2021 V
P_n	540000 W
f_0	50 Hz
f_{sw}	10 kHz

La inductancia total, que corresponde a la suma de la inductancia del lado de la red y del lado del inversor, junto con el valor de la capacitancia y su respectiva resistencia en serie, se calcula según lo expuesto en la Sección 3.4.2. Además, se debe verificar que la frecuencia de resonancia del filtro se encuentre dentro del rango aceptado. Los cálculos se presentan a continuación.

$$L_T \leq 10\,\% \cdot \frac{V_{\text{rms}}^2}{2\pi f_0 P_n} = 0.1 \cdot \frac{2021^2}{2\pi \cdot 50 \cdot 0.3 \cdot 1.8 \times 10^6} \leq 9.6 \text{ mH} \tag{36}$$

$$C_c \leq 5\,\% \frac{P_n}{2\pi f_0 V_{\text{rms}}^2} = 0.05 \cdot \frac{0.3 \cdot 1.8 \times 10^6}{2\pi \cdot 50 \cdot 2021^2} \leq 5\ \mu\text{H} \tag{37}$$

De manera de cumplir las restricciones (36) y (37) se terminan los siguiente valores de inductancias y capacitancia para el filtro. Estos se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 10: Valores de las inductancias y capacitancia del filtro LCL.

Variable	Valor
L_g	4.8 mH
L_f	4.8 mH
C_c	430 nF

Una vez que se tienen estos valores, se verifica si la frecuencia de resonancia se encuentra dentro del rango aceptado que en este caso corresponde al siguiente: 500 Hz $\leq f_r \leq$ 5000 Hz.

$$f_r = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{L_f + L_g}{L_f L_g C_c}} = \frac{1}{2\pi}\sqrt{\frac{4.8 \times 10^{-3} + 4.8 \times 10^{-3}}{4.8 \times 10^{-3} \cdot 4.8 \times 10^{-3} \cdot 430 \times 10^{-9}}} = 4954 \text{ Hz} \tag{38}$$

Al cumplir con cada una de las restricciones establecidas para el diseño del filtro, finalmente se calcula la resistencia que se dispone en serie con el capacitor para mejorar la capacidad del filtro. Esta resistencia debe encontrarse dentro del siguiente rango

$$\frac{1}{6\pi}\frac{L_g}{L_f}\frac{f_{sw}}{f_r}\frac{1}{C_c \omega_r} \leq R_c \leq \frac{1}{2\pi f_{sw} C_c} \tag{39}$$

$$8.17\,\Omega \leq R_c \leq 37\,\Omega \tag{40}$$

Para obtener una mejor atenuación del filtro, se elige el valor máximo permitido según la restricción. Los valores del filtro se presentan en la siguiente tabla, mientras que su comportamiento se analiza y visualiza en la Sección 3.4.3

Tabla 11: Valores del filtro LCL.

Variable	Valor
L_g	4.8 mH
L_f	4.8 mH
C_c	430 nF
R_c	37 Ω

C.4. Parámetros del control PI del lazo de control de la tensión del enlace DC

La Ecuación (41) representa la función de transferencia de la planta correspondiente al enlace DC, la cual depende unicamente del valor de la capacitancia que se encuentra en el enlace. Esta planta se utiliza como base para el diseño del controlador PI, cuyo objetivo es mantener la salida del sistema dentro de los parámetros deseados, a pesar de las perturbaciones o variaciones en las condiciones de operación.

$$G(s) = \frac{1}{0.002014\,s} \tag{41}$$

De esta forma en el control PI posee la estructura de (42), cuyos valores se presentan en la Tabla 12 culminando con el diseño del control PI.

$$C(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \tag{42}$$

Tabla 12: Ganancias del control de tensión del enlace DC.

Parámetro	Valor
K_p	2500
K_i	5000

D: Desarrollo del esquema de control MPPT y RPPT

D.1. Código implementado en simulación

```
1
2  function [Tm, T_opt,beta_opt, p_opt1, p_opt]  = Control_Pitch(wr,
       D, vw,vw1, ng, rho, v_on, v_rtd, Ts, pb, kp, ki, beta, tau, c1,
       c2, c3, c4, c5, c6, c7, c8, c9, cp, tsr, dT_max, T_max, T_min,
       p_rel,beta_opt,p_opt1,tb,pr)
3  Ts=100e-6;
4  wt = wr / ng;
5  tsr_ins = wt * D / (vw * 2); % Lambda instant neo
6  tsr_ins1 = wt * D / (vw1 * 2); % Lambda instant neo 1
7
8  persistent beta1 ep int_ep ep_prev T_star p_op T_star_MPPT
9  if isempty(beta1), beta1 = 0; end
10 if isempty(ep), ep = 0; end
11 if isempty(ep_prev), ep_prev = 0; end
12 if isempty(T_star), T_star = tb; end
13 if isempty(p_op), p_op = 0; end
14 if isempty(int_ep), int_ep = 0; end
15 if isempty(T_star_MPPT), T_star_MPPT = tb; end
16
17 % === Calcular Cp instant neo ===
18 lambda_i_inv = (1 / (tsr_ins + c8 * beta_opt)) - (c9 / (beta_opt^3
       + 1));
19 lambda_i = 1 / lambda_i_inv;
20 cp1 = max(0, min(c1 * ((c2 / lambda_i) - c3 * beta_opt - c4 *
       beta_opt^c5 - c6) * exp(-c7 / lambda_i), 0.59));
21 pw = 0.5 * rho * pi * (D/2)^2 * vw^3;
22 % === Potencia del viento y potencia turbina ===
23 pt = pw * cp1;
24
25 % === Calcular Cp instant neo ===
26 lambda_i_inv1 = (1 / (tsr_ins1 + c8 * beta_opt)) - (c9 /
       (beta_opt^3 + 1));
27 lambda_i1 = 1 / lambda_i_inv1;
28 cp11 = max(0, min(c1 * ((c2 / lambda_i1) - c3 * beta_opt - c4 *
       beta_opt^c5 - c6) * exp(-c7 / lambda_i1), 0.59));
29 pw1 = 0.5 * rho * pi * (D/2)^2 * vw1^3;
30 % === Potencia del viento y potencia turbina ===
31 pt1 = pw1 * cp11;
```

```
32
33 ep = -p_opt1+pt;
34 int_ep = 0.5 * (ep + ep_prev) * Ts;
35 ep_prev = ep;
36
37 if vw >= v_rtd || pt > pb
38     beta_ref = max(0, kp * ep + ki * int_ep);
39     beta_ref = min(max(beta_ref, beta(1)), beta(end));
40 else
41     beta_ref = 0;
42 end
43
44 if p_rel<1
45    beta_ref=beta_ref;
46
47 else
48     beta_ref=beta_opt;
49 end
50
51 % % === Interpolar Cp  ptimo  ===
52
53 [BETA_GRID, TSR_GRID] = meshgrid(beta, tsr);
54 cp_interp = @(b, l) interp2(BETA_GRID, TSR_GRID, cp', b, l,
       'linear');
55 tsr_test = linspace(min(tsr), max(tsr), 100);
56 cp_vals = cp_interp(beta_ref * ones(size(tsr_test)), tsr_test);
57 [cp_opt, idx] = max(cp_vals);
58 tsr_opt = tsr_test(idx);
59
60 % === Potencia  ptima  (siempre se calcula) ===
61 p_opt = pw * cp_opt;
62 p_opt1=min(p_opt, pb);
63
64 % === Inicializar salidas ===
65 T_RPPT = 0;
66 T_MPPT = 0;
67
68 % === L gica MPPT / RPPT ===
69 if p_rel < 1
70     % --- RPPT ---
71     p_ref_unsat = p_rel *  p_opt1 + pr ;
72     p_ref = min(p_ref_unsat, p_opt1);
73     p_opt=p_ref;
74
75     if wr > 0
76         T_ref_unsat = p_ref / wr;
77     else
78         T_ref_unsat = 0;
79     end
80     delta_T = T_ref_unsat - T_star;
81     delta_T = max(min(delta_T, dT_max * Ts), -dT_max * Ts);
82     T_star = T_star + delta_T;
83
84     T_RPPT = min(max(T_star, T_min), T_max);
```

```
    T_opt = T_RPPT;

else

    % Calcula el nuevo torque MPPT ideal
    w_opt = tsr_opt * vw / (D/2);
    T_MPPT_ = (p_opt / w_opt)/ng;
    T_MPPT = min(T_MPPT_,tb);
    T_opt=T_MPPT;
    p_opt=p_opt1;
end

if vw < v_on || wt == 0
    Tm = 0;
else
    Tm = pt1 / wt;
end

if p_rel<1
   ep = -p_opt+pt;
   int_ep = 0.5 * (ep + ep_prev) * Ts;
   ep_prev = ep;
   beta_ref = max(0, kp * ep + ki * int_ep);
   beta_ref = min(max(beta_ref, beta(1)), beta(end));
else
    if vw >= v_rtd || pt > pb
        beta_ref = max(0, kp * ep + ki * int_ep);
        beta_ref = min(max(beta_ref, beta(1)), beta(end));
    else
        beta_ref = 0;
    end
end

d_beta = (beta_ref - beta1) / tau;
beta1 = beta1 + d_beta * Ts;
beta_opt = beta1;

end
```

Listing 4: Codigo del algoritmo de control MPPT y RPPT.

E: Desarrollo del esquema de control VSM

E.1. Determinación de las constantes dinámicas virtuales del modelo

$$\omega_{m,\mathrm{v}} = \frac{1}{2H_{\mathrm{v}}s}\left(T_{t,\mathrm{v}} - T_{e,\mathrm{v}} - T_{d,\mathrm{v}}\right) \tag{43}$$

$$T_{d,\mathrm{v}} = D_v\left(\omega_{m,\mathrm{v}} - \frac{\mathrm{d}\omega_g}{\mathrm{d}t}/s\right) \tag{44}$$

$$\omega_{m,\mathrm{v}} = \frac{1}{2H_{\mathrm{v}}s + D_{\mathrm{v}}}\left(-T_{e,\mathrm{v}} + D_{\mathrm{v}}\frac{\mathrm{d}\omega_g}{\mathrm{d}t}/s\right) \tag{45}$$

$$T_{e,\mathrm{v}} = K_{m,\mathrm{v}}\delta_{\mathrm{v}} \tag{46}$$

$$\Rightarrow T_{e,\mathrm{v}} = \frac{K_{m,\mathrm{v}}\cdot\omega_{b,e}}{s}\left(\omega_{m,\mathrm{v}} - \frac{\mathrm{d}\omega_g}{\mathrm{d}t}/s\right) \tag{47}$$

$$T_{e,\mathrm{v}} = \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{s}\left(\frac{1}{2H_{\mathrm{v}}s + D_{\mathrm{v}}}\left(-T_{e,\mathrm{v}} + D_{\mathrm{v}}\frac{\mathrm{d}\omega_g}{\mathrm{d}t}/s\right) - \frac{\mathrm{d}\omega_g}{\mathrm{d}t}/s\right) \tag{48}$$

$$\Rightarrow T_{e,\mathrm{v}}\left(2H_{\mathrm{v}}s + D_{\mathrm{v}} + \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{s}\right) = \frac{\mathrm{d}\omega_g}{\mathrm{d}t}\left(\frac{-K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}\cdot 2H_{\mathrm{v}}}{s}\right)$$

$$\frac{T_{e,\mathrm{v}}}{\mathrm{d}\omega_g/\mathrm{d}t} = \frac{-K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{s^2 + \frac{D_{\mathrm{v}}}{2H_{\mathrm{v}}}s + \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_{\mathrm{v}}}}$$

$$\Rightarrow \omega_{\mathrm{v}}^2 = \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_{\mathrm{v}}}, \quad \zeta_{\mathrm{v}} = \frac{D_{\mathrm{v}}}{\sqrt{8H_{\mathrm{v}}K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}}$$

E.2. Relación entre el par electromagnético virtual y el par de reserva virtual

$$\Delta\omega_{m,\mathrm{v}} = \frac{1}{2H_\mathrm{v}s}\left(T_{t,\mathrm{v}} - T_{e,\mathrm{v}} - D_\mathrm{v}\Delta\omega_{m,\mathrm{v}}\right) \tag{49}$$

$$\Rightarrow \Delta\omega_{m,\mathrm{v}} = \frac{T_{t,\mathrm{v}} - T_{e,\mathrm{v}}}{D_\mathrm{v} + 2H_\mathrm{v}s} \tag{50}$$

$$T_{e,\mathrm{v}} = K_{m,\mathrm{v}}\delta_\mathrm{vsm} \tag{51}$$

$$\Rightarrow T_{e,\mathrm{v}} = \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{s}\left(\omega_{m,\mathrm{v}} - \omega_g\right)$$

$$\Rightarrow \Delta\omega_{m,\mathrm{v}} = \frac{T_{e,\mathrm{v}}s}{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}$$

$$\frac{T_{e,\mathrm{v}}s}{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}} = \frac{T_{t,\mathrm{v}} - T_{e,\mathrm{v}}}{D_\mathrm{v} + 2H_\mathrm{v}s} \tag{52}$$

$$\Rightarrow T_{e,\mathrm{v}}\left(2H_\mathrm{v}s + K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} + sD_\mathrm{v}\right) = T_{t,\mathrm{v}}K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}$$

$$\frac{T_{e,\mathrm{v}}}{T_{t,\mathrm{v}}} = \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_\mathrm{v}s^2 + sD_\mathrm{v} + K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}} \tag{53}$$

$$\Rightarrow \omega_\mathrm{v}^2 = \frac{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_\mathrm{v}}, \quad \zeta_\mathrm{v} = \frac{D_\mathrm{v}}{\sqrt{8H_\mathrm{v}K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}}$$

E.3. Control en espacio de estado para el control por estatismo

$$s\,\Delta\omega_{m,\mathrm{v}} = \frac{1}{2H_\mathrm{v}}\left(T_{t,\mathrm{v}} - T_{m,\mathrm{v}} - D_\mathrm{v}\,\Delta\omega_{m,\mathrm{v}}\right) \tag{54}$$

$$s\,T_{e,\mathrm{v}} = K_{m,\mathrm{v}}\,\omega_{b,e}\,\Delta\omega_{m,\mathrm{v}} \tag{55}$$

$$\frac{\mathrm{d}\xi}{\mathrm{d}t} = T_{e,\mathrm{v}} - T^*_{e,\mathrm{v}} \tag{56}$$

$$x = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta\omega_{m,\mathrm{v}} \\ T_{e,\mathrm{v}} \\ \xi \end{pmatrix}, \quad u = T_{t,\mathrm{v}}, \quad y = T_{e,\mathrm{v}}, \quad y^* = T^*_{e,\mathrm{v}} \tag{57}$$

$$A = \begin{pmatrix} -\frac{D_\mathrm{v}}{2H_\mathrm{v}} & -\frac{1}{2H_\mathrm{v}} & 0 \\ K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix}, \quad b = \begin{pmatrix} \frac{1}{2H_\mathrm{v}} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{58}$$

$$\frac{\mathrm{d}x}{\mathrm{d}t} = Ax + bu - \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ y^* \end{pmatrix} \tag{59}$$

$$u = y^* - k^\top x = y^* - \begin{pmatrix} k_1 & k_2 & k_3 \end{pmatrix} x \tag{60}$$

$$\frac{\mathrm{d}x}{\mathrm{d}t} = Ax + b(y^* - k^\top x) - \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ y^* \end{pmatrix} \tag{61}$$

$$= (A - bk^\top)x + by^* - \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ y^* \end{pmatrix} \tag{62}$$

$$\frac{\mathrm{d}x}{\mathrm{d}t} = (A - bk^\top)x \tag{63}$$

$$A - bk^\top = \begin{pmatrix} -\frac{D_\mathrm{v}}{2H_\mathrm{v}} - \frac{k_1}{2H_\mathrm{v}} & -\frac{1}{2H_\mathrm{v}} - \frac{k_2}{2H_\mathrm{v}} & -\frac{k_3}{2H_\mathrm{v}} \\ K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \tag{64}$$

$$\det(sI - (A - bk^\top)) = \det\left(\begin{pmatrix} s + \frac{D_\mathrm{v}+k_1}{2H_\mathrm{v}} & \frac{1+k_2}{2H_\mathrm{v}} & \frac{k_3}{2H_\mathrm{v}} \\ -K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} & s & 0 \\ 0 & -1 & s \end{pmatrix}\right) \tag{65}$$

$$\Rightarrow \det = \left(s + \frac{D_\mathrm{v} + k_1}{2H_\mathrm{v}}\right)\begin{vmatrix} s & 0 \\ -1 & s \end{vmatrix} - \left(\frac{1 + k_2}{2H_\mathrm{v}}\right)\begin{vmatrix} -K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} & 0 \\ 0 & s \end{vmatrix} + \left(\frac{k_3}{2H_\mathrm{v}}\right)\begin{vmatrix} -K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} & s \\ 0 & -1 \end{vmatrix} \tag{66}$$

$$\Rightarrow \det = \left(s + \frac{D_\mathrm{v} + k_1}{2H_\mathrm{v}}\right)s^2 + \left(\frac{1 + k_2}{2H_\mathrm{v}}\right)K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}s + \left(\frac{k_3}{2H_\mathrm{v}}\right)K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e} \tag{67}$$

$$\Rightarrow \det = s^3 + \frac{D_\mathrm{v} + k_1}{2H_\mathrm{v}}s^2 + \frac{(1 + k_2)K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_\mathrm{v}}s + \frac{k_3 K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_\mathrm{v}} \tag{68}$$

$$\det\left(\mathbf{A} - \mathbf{b}\mathbf{k}^\top - \lambda\mathbf{I}\right) = \lambda^3 + \lambda^2\left(\frac{1}{t_w} + 2\zeta\omega\right) + \lambda\left(\omega^2 + \frac{2\zeta\omega}{t_w}\right) + \frac{\omega^2}{t_w} \tag{69}$$

$$\Rightarrow \frac{D_\mathrm{v} + k_1}{2H_\mathrm{v}} = \frac{1}{t_w} + 2\zeta\omega \tag{70}$$

$$\frac{(1 + k_2)K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_\mathrm{v}} = \omega^2 + \frac{2\zeta\omega}{t_w} \tag{71}$$

$$\frac{k_3 K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}}{2H_\mathrm{v}} = \frac{\omega^2}{t_w} \tag{72}$$

$$k_1 = 2H_{\mathrm{v}} \left(\frac{1}{t_w} + 2\zeta\omega \right) - D_{\mathrm{v}} \tag{73}$$

$$k_2 = \frac{2H_{\mathrm{v}}}{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}} \left(\omega^2 + \frac{2\zeta\omega}{t_w} \right) - 1 \tag{74}$$

$$k_3 = \frac{2H_{\mathrm{v}}}{K_{m,\mathrm{v}}\omega_{b,e}} \cdot \frac{\omega^2}{t_w} \tag{75}$$

E.4. Código implementado en simulación

```
1
2  function [w_dot_mv, w_mv_pu, phi_ev] = VSM(T_tv, T_mv, T_dv, Ts,
       H_v, wbe, phi_s)
3
4      persistent w_mv_int phi_ev_int
5      if isempty(w_mv_int),  w_mv_int  = 1; end
6      if isempty(phi_ev_int),  phi_ev_int = phi_s; end
7
8      % Din mica de velocidad virtual
9      w_dot_mv = (T_tv - T_mv - T_dv) / (2 * H_v);
10     w_mv_int = w_mv_int + w_dot_mv * Ts;
11     w_mv = wbe * w_mv_int;
12
13     %  ngulo  virtual
14     phi_ev_int = phi_ev_int + w_mv * Ts;
15     phi_ev = wrapToPi(phi_ev_int);
16
17     w_mv_pu = w_mv_int;
18 end
```

Listing 5: Codigo de la ecuación de oscilación virtual.

```
1  function [wg_hat,delta_v] = Estimador_frecuencia(phi_ev, phi_s,
       w_mv, Ts, T_f, wbe, num_d, den_d)
2
3      % Variables persistentes
4      persistent y_prev u_prev
5      if isempty(y_prev), y_prev = 0; end
6      if isempty(u_prev), u_prev = 0; end
7
8
9      % C lculo de delta_v
10     delta_v =wrapToPi(phi_ev - phi_s);
11
12     % Entrada al filtro
13     u = delta_v / wbe;
14
15     y = num_d(1)*u + num_d(2)*u_prev - den_d(2)*y_prev;
16
17     % Estimaci n de frecuencia
18     wg_hat = w_mv - y;
```

```
19
20      % Actualizar estados
21
22      y_prev = y;
23      u_prev = u;
24  end
```

Listing 6: Codigo del estimador de frecuencia.

```
1  function [T_dv,Dv]  = Dv( w_mv, wg_hat, km, H_v, wbe)
2      delta_w=w_mv - wg_hat;
3      Dv = sqrt(8 * H_v * abs(km) *wbe);
4      T_dv = Dv * delta_w;
5
6  end
```

Listing 7: Codigo del amortiguamiento virtual.

```
1  function [pd_ref,p_res,delta_p] = Droop_SS(w_mv, p_MPPT, p_RPPT,
       kd, dwg_d, wbe,p_rel,delta_wg_hat)
2
3  delta_wg_hat = wbe*delta_wg_hat;
4
5  if abs(delta_wg_hat) >= dwg_d
6      delta_p = kd * (delta_wg_hat - sign(delta_wg_hat) * dwg_d);
7  else
8      delta_p = 0;
9  end
10
11 if p_rel <1
12    p_ref=p_RPPT;
13 else
14    p_ref=p_MPPT;
15 end
16
17 pd_max = max(p_MPPT - p_ref, 0);
18
19 p_res = p_MPPT - p_ref;
20
21 if delta_p<0
22    delta_p=0;
23 end
24
25 pd_ref = min(delta_p*p_ref, pd_max);
26 end
```

Listing 8: Codigo del esquema de control con estatismo estacionario.

```
1  function T_tv  = Droop_dyn(wr, Delta_w,T_mv, pd_ref, p_res, Ts, k)
2
3  persistent Delta_w_prev T_mv_prev xi_prev
4  if isempty(Delta_w_prev), Delta_w_prev = 0; end
5  if isempty(T_mv_prev),    T_mv_prev    = 0; end
6  if isempty(xi_prev),      xi_prev      = 0; end
7
```

```

T_mv_ref = p_res / wr;

x = [Delta_w_prev; T_mv_prev; xi_prev];
k = reshape(k, 1, 3);
u = T_mv_ref - k * x;
p_d_dyn = wr * u;

Delta_P = p_d_dyn - pd_ref;

if Delta_P >= 0
    p_d_ref_dyn = max(min(p_d_dyn, pd_ref), 0);
else
    p_d_ref_dyn = max(p_d_dyn, 0);
end

if abs(Delta_P) <= 1e-4
    xi = -k(2) / k(3) * T_mv_ref;
else
    xi = xi_prev + Ts * (T_mv - T_mv_ref);
end


T_tv = p_d_ref_dyn / wr;


Delta_w_prev = Delta_w;
T_mv_prev    = T_mv;
xi_prev      = xi;

end
```

Listing 9: Codigo del esquema de control con estatismo dinámico.

```

function [k1, k2, k3] = Ganancias_k(km, Dv, wbe, H_v, z, w, Tw)


    k1 = 2 * H_v * (1 / Tw + 2 * z * w) - Dv;

    k2 = (2 * H_v / (km * wbe)) * (w^2 + (2 * z * w) / Tw) - 1;

    k3 = (2 * H_v / (km * wbe)) * (w^2 / Tw);

end
```

Listing 10: Coeficientes del control en espacios de estados.

```

function [t_ref, delta, delta_v] = par_ref(is_ab, ir_ab, theta,
   lm_pu, lls_pu, llr_pu, phi_ev,trppt,t,t_ref)

    lrr_pu = llr_pu + lm_pu;
    lss_pu = lls_pu + lm_pu;

```

```
    is = is_ab(1) + 1i * is_ab(2);
    ir = ir_ab(1) + 1i * ir_ab(2);

    flus1 = lm_pu * ir * exp(1i * theta) + lss_pu * is;
    if t==0
        flus1=0.0001+0.0001i;
    end

    is_est=trppt/(abs(flus1)*sin(-angle(flus1) + angle(is)));
    t_ref_raw = abs(flus1)*abs(is_est)*sin(-phi_ev + angle(is));

    persistent t_prev
    if isempty(t_prev)
        t_prev = -0.735;
    end

    % Par metros del filtro
    Ts = 5e-6;
    tau = 0.005;
    delta_max = 0.0001;

    alpha = Ts / tau;
    t_raw = (1 - alpha) * t_prev + alpha * t_ref_raw;
    delta_t = t_raw - t_prev;

    if abs(delta_t) > delta_max
        delta_t = sign(delta_t) * delta_max;
    end

    t_ref = t_prev + delta_t;
    t_prev = t_ref;

    delta = wrapToPi(-angle(flus1) + angle(is));
    delta_v = wrapToPi(-phi_ev + angle(is));
end
```

Listing 11: Referencia dinámica de par para el P-DTC.

F: Comportamiento de las variables en los escenarios de operación

F.1. DFIG con GFL operando solo considerando la variabilidad del viento

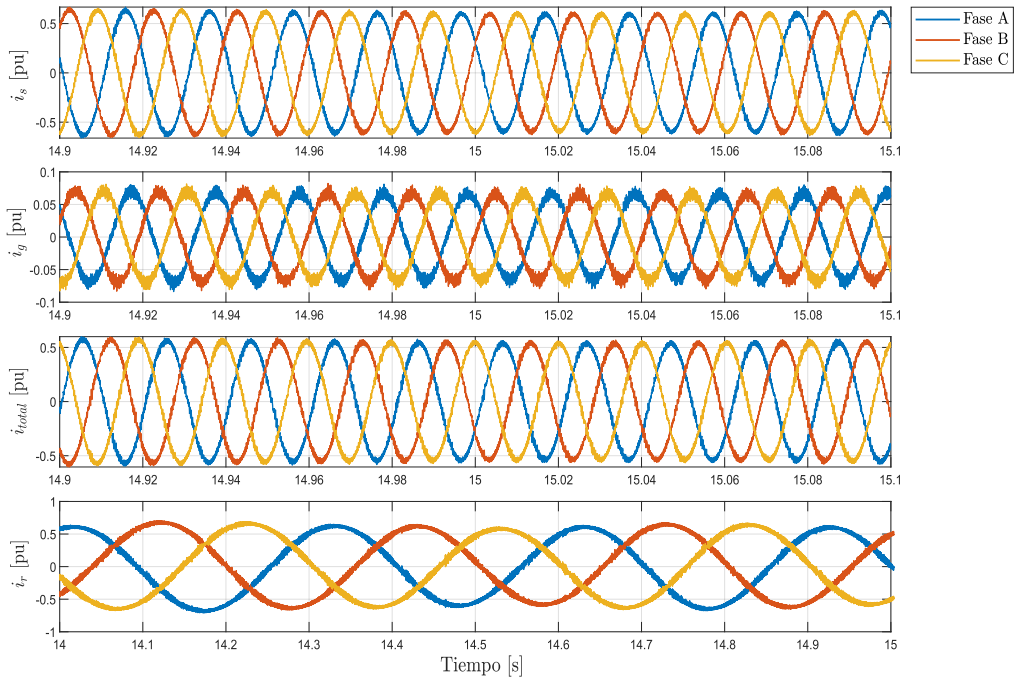


Figura 2: Corrientes del sistema con control GFL.

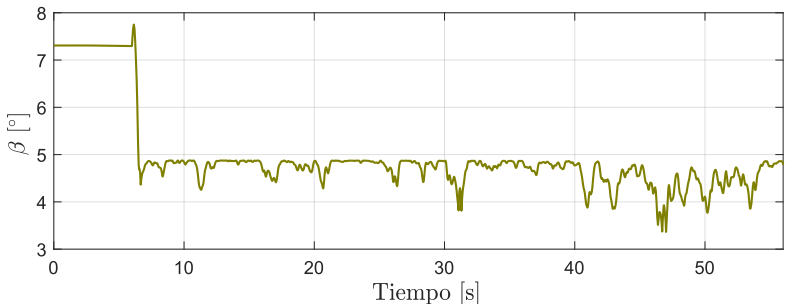


Figura 3: Comportamiento del angulo de paso con control GFL

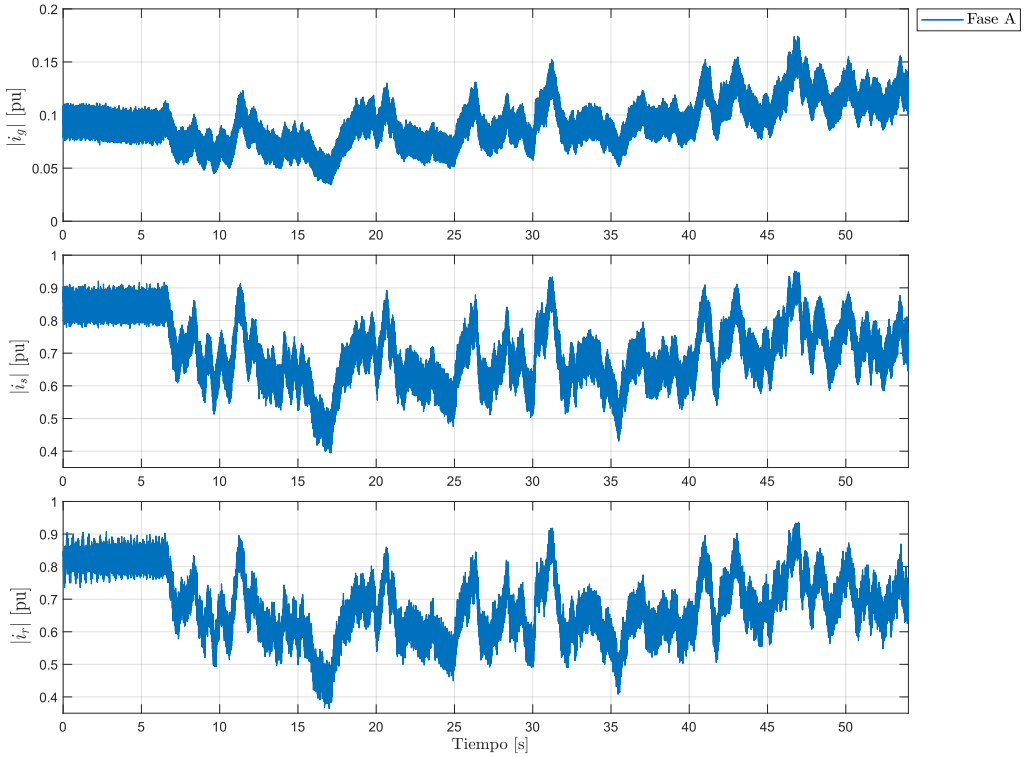


Figura 4: Comportamiento de las magnitudes de las corrientes del sistema con control GFL.

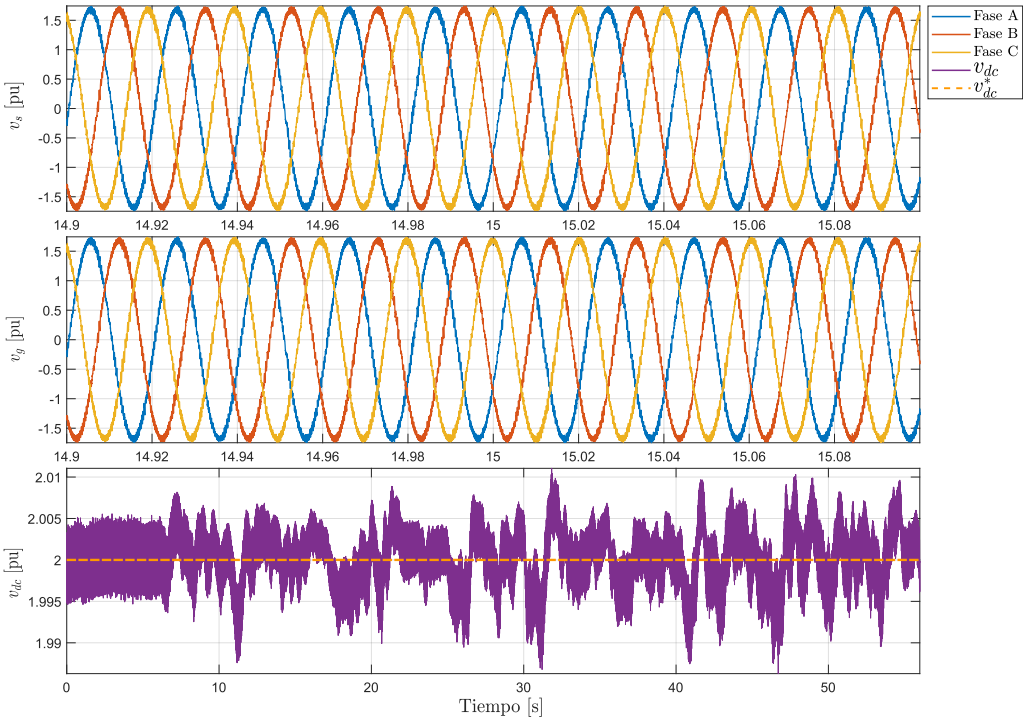


Figura 5: Comportamiento de las tensiones del sistema con control GFL.

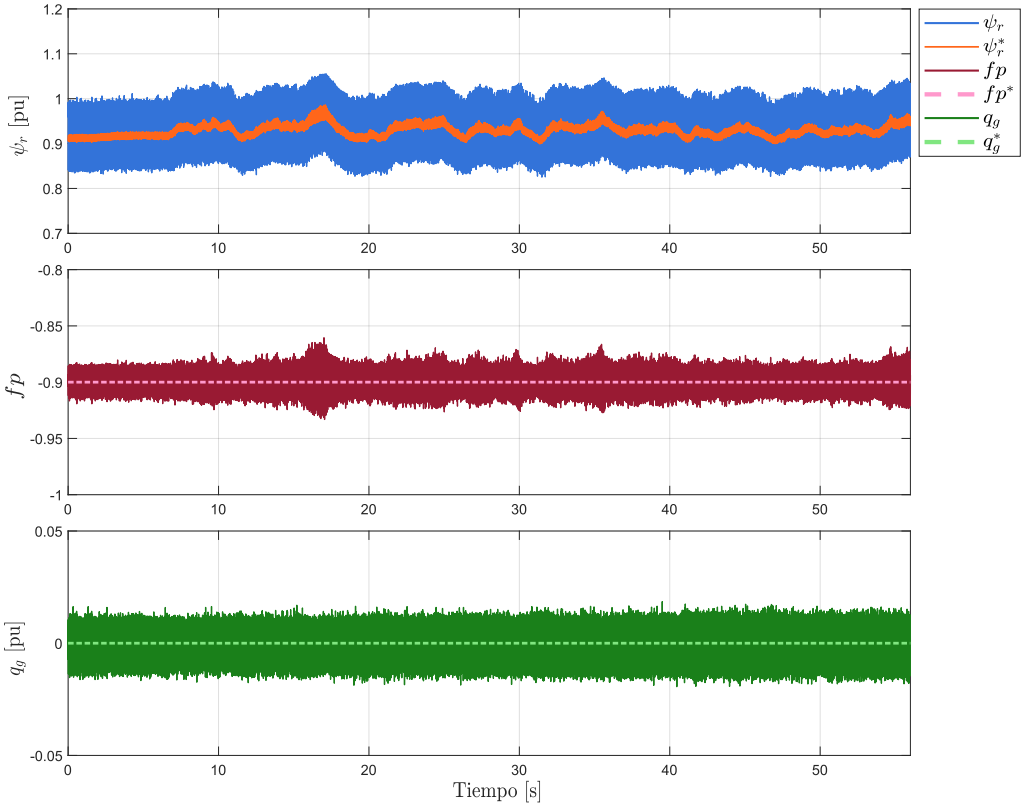


Figura 6: Comportamiento del flujo del rotor, factor de potencia y potencia reactiva con GFL.

F.2. DFIG con VSM operando solo considerando la variabilidad del viento

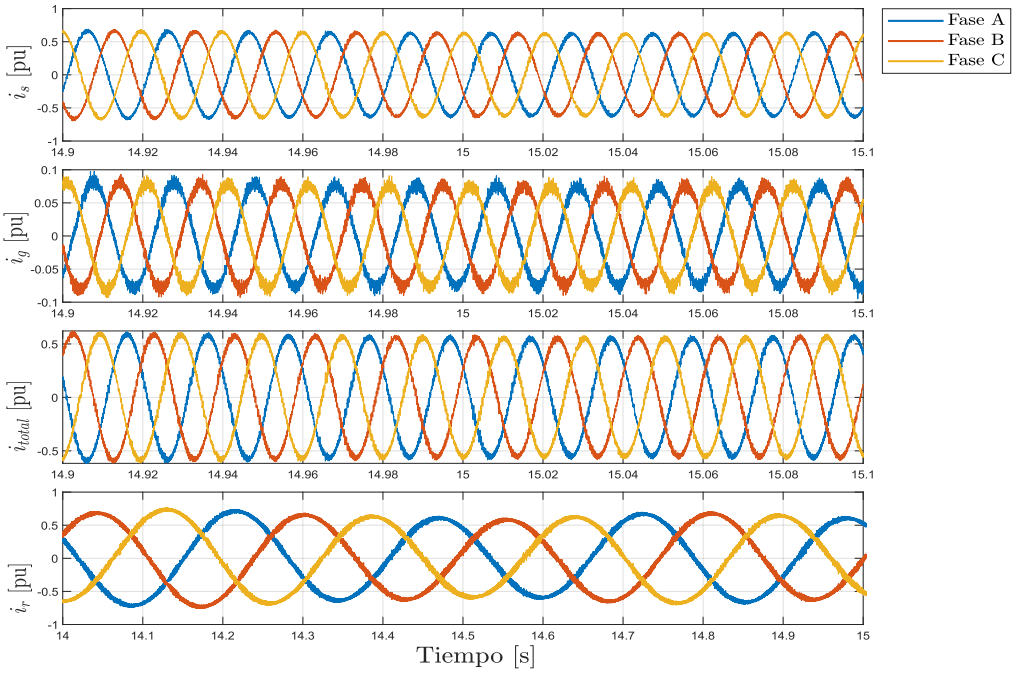


Figura 7: Corrientes del sistema con control VSM y y $H_{\mathrm{v}} = 5$ [s].

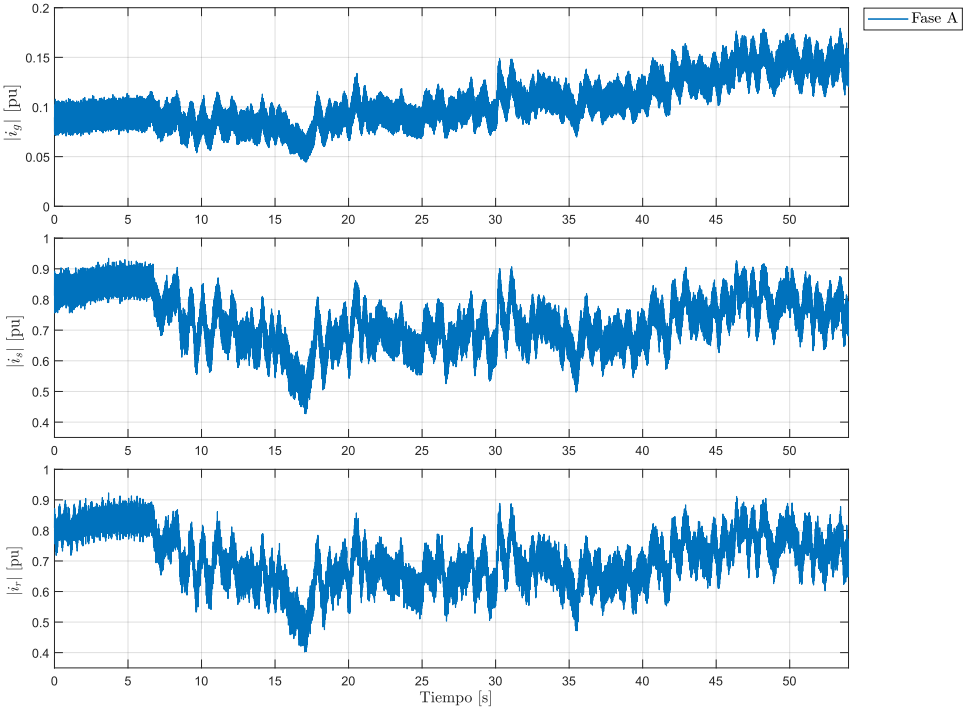


Figura 8: Comportamiento de las magnitudes de las corrientes del sistema con control VSM y $H_{\mathrm{v}} = 5$ [s].

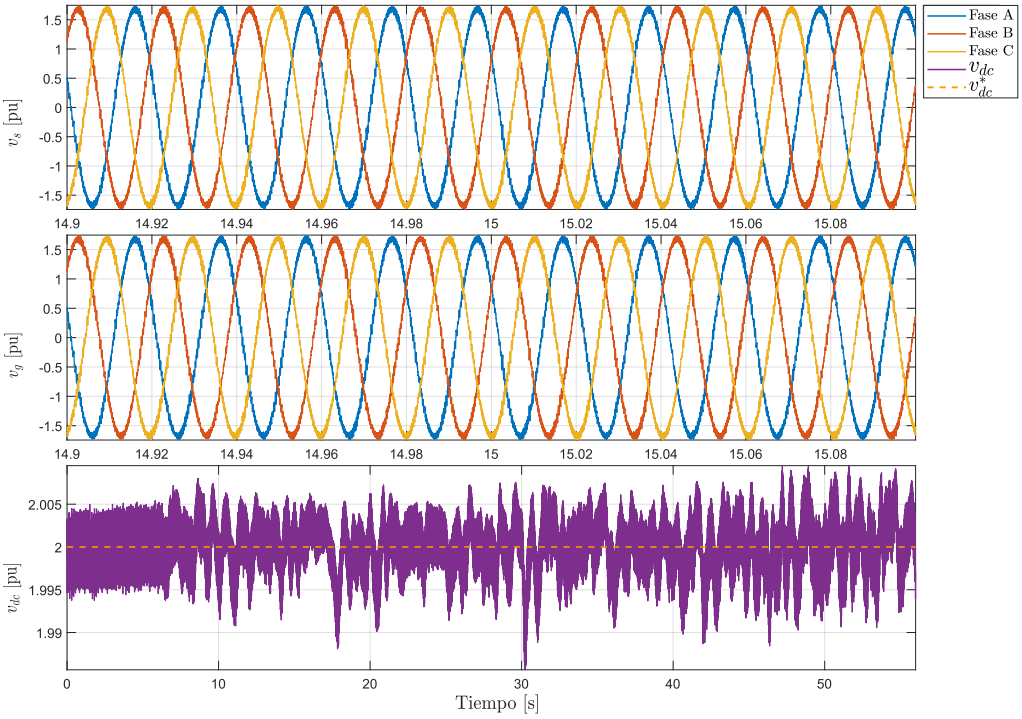


Figura 9: Comportamiento de las tensiones del sistema con control VSM y $H_{\mathrm{v}} = 5$ [s].

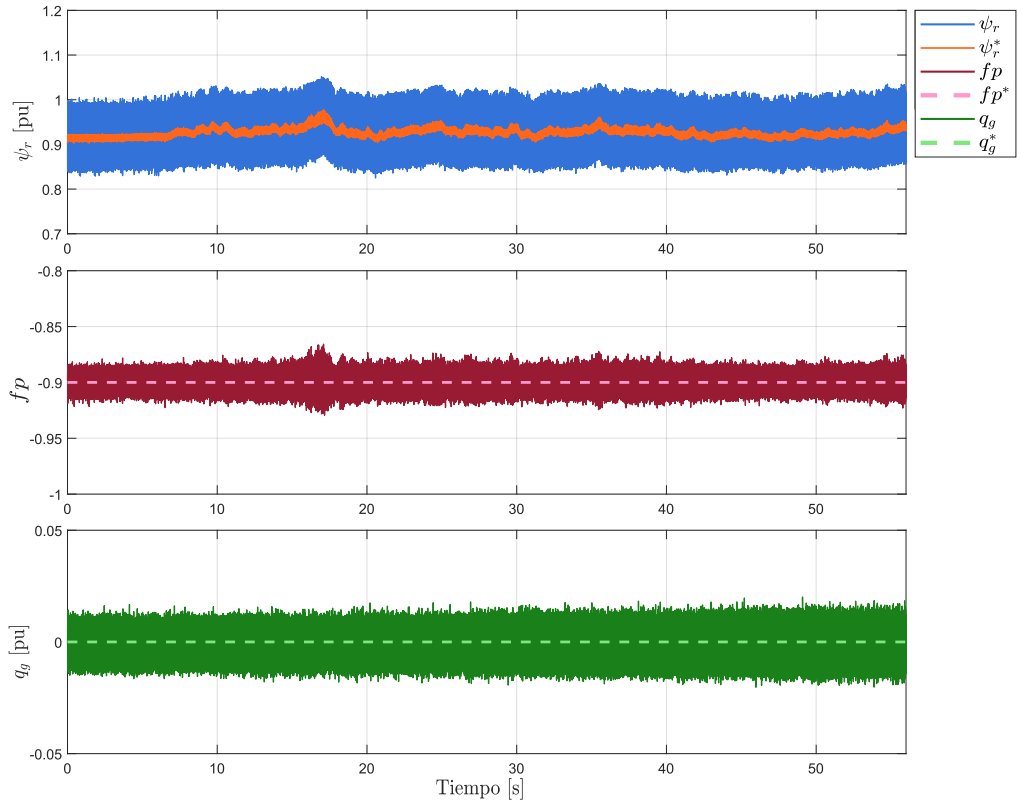


Figura 10: Comportamiento del flujo del rotor, factor de potencia y potencia reactiva con VSM y $H_{\mathrm{v}} = 5$ [s].

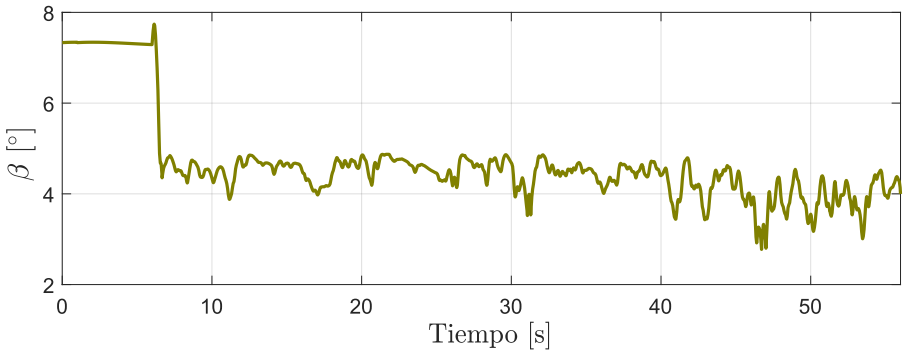


Figura 11: Comportamiento del angulo de paso con control VSM y $H_{\mathrm{v}} = 5$ [s].