

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS
RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

TRABAJO FIN DE MASTER

DETECCIÓN DE FALTAS EN REDES ELÉCTRICAS CON ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN BASADA EN ENERGÍAS RENOVABLES



Estudiante: López Flores, José Ernesto

Director: Eguía López, Pablo

Codirector: Torres Iglesias, Esther

Curso: 2022-2023

Fecha: Bilbao, 5 de septiembre del 2023



RESUMEN

La energía eólica se ha convertido en una importante fuente de energía renovables en un amplio número de países. Esto ha significado la necesidad de estudiar el comportamiento dinámico de estos parques ante perturbaciones en la red. El Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG) es una de las configuraciones más utilizadas para aerogeneradores, pero debido a la conexión directa de su estator a la red, es más vulnerable a perturbaciones. En este trabajo se aborda la temática del comportamiento de esta máquina, también conocido como aerogenerador tipo 3, durante huecos de tensión. Se analiza su capacidad de mantenerse conectado a la red durante un hueco de tensión (LVRT), requerimiento solicitado por los nuevos códigos de red a los parques eólicos. Se presentan las limitaciones de la máquina para cumplir con ese requerimiento, se analizan los distintos tipos de soluciones implementadas para su cumplimiento, como son el crowbar y el dc chopper. Luego, se presentan los requerimientos de inyección de corriente reactiva en el momento posterior al hueco del código de red de España, y las estrategias que tiene el aerogenerador para poder cumplirlas. También, se plantean los problemas que están generando la respuesta natural del aerogenerador doblemente alimentado en los algoritmos de protección de la red, debido al distinto tratamiento de la corriente reactiva de secuencia inversa. Finalmente se utiliza el simulador en tiempo real RTDS para estudiar la respuesta a faltas de un parque eólico basado en aerogeneradores tipo 3.

Palabras clave: generación eólica, convertidor de potencia, código de red, corriente reactiva, algoritmo de protección, estrategia de control

ABSTRACT

Wind energy has become a significant source of renewable power in numerous countries. This has led to the necessity of studying the dynamic behavior of these wind farms in response to disturbances in the grid. The Doubly Fed Induction Generator (DFIG) is one of the most widely used configurations for wind turbines, but due to the direct connection of its stator to the grid, it is more susceptible to disturbances. This paper addresses the behavior of this machine, also known as a type 3 wind turbine, during voltage dips. Its ability to remain connected to the grid during a voltage dip (Low Voltage Ride Through - LVRT), a requirement mandated by new grid codes for wind farms, is analyzed. The machine's limitations in meeting this requirement are



presented, and various solutions implemented for compliance are examined, such as the crowbar and the dc chopper. Subsequently, the reactive current injection requirements following the grid code voltage dip in Spain are introduced, along with the strategies that the wind turbine has to fulfill them. Additionally, the issues arising from the natural response of the doubly fed wind turbine in network protection algorithms are discussed, due to the different treatment of reverse sequence reactive current. Finally, the real-time simulator RTDS is employed to study the response to symmetrical faults of a wind farm based on type 3 wind turbines.

Key words: Wind generation, power converter, grid code, reactive current, protection algorithm, control strategy

LABURPEN

Energia eolikoa energia berriztagarrien iturri garrantzitsua bihurtu da herrialde askotan. Horrek esan nahi du parke horien portaera dinamikoa aztertu behar dela sareko asalduren aurrean. Indukzio-sorgailu bi aldiz elikatua (DFIG) aerosorgailuetarako gehien erabiltzen den konfigurazioetako bat da, baina estatorea sarera zuzenean konektatzen denez, perturbazioekiko kalteberagoa da. Lan honetan, tentsio-baoetan 3 motako aerosorgailu gisa ere ezagutzen den makina honen portaeraren gaia jorratzen da. Sareko kode berriek parke eolikoei eskatzen dieten tentsio-zulo batean (LVRT) sarera konektatuta mantentzeko gaitasuna aztertzen da. Makinak eskakizun hori betetzeko dituen mugak aurkezten dira, eta hura betetzeko ezarritako soluzio motak aztertzen dira, hala nola crowbar eta dc chopper. Ondoren, korrante erreaktiboaren injekzio-eskakizunak aurkezten dira, Espainiako sare-kodearen hutsunearen ondoren, bai eta aerosorgailuak horiek betetzeko dituen estrategiak ere. Halaber, sareko babes-algoritmoetan bi aldiz elikatutako aerosorgailuaren erantzun naturala sortzen ari diren arazoak planteatzen dira, alderantzizko sekuentziako korrante erreaktiboaren tratamendu desberdinaren ondorioz. Azkenik, denbora errealeko RTDS simulagailua erabiltzen da 3 motako aerosorgailuetan oinarritutako parke eoliko baten hutsegite simetrikoei ematen zaien erantzuna aztertzeko..

Gako-hitzak: sorkuntza eolikoa, potentzia-bihurgailua, sare-kodea, korrante erreaktiboa, babes-algoritmoa, kontrol-estrategia



ÍNDICE

1.	Introducción.....	1
2.	Objetivos.....	2
3.	Estado del Arte	3
3.1	Conceptos Básicos de Generación Eólica.....	3
3.1.1	Técnicas para controlar la potencia extraída del viento	3
3.1.2	Clasificación de Aerogeneradores	6
3.2	Convertidores de Potencia.....	8
3.2.1	Tipos de Convertidor	10
3.2.2	Topología del VSC	12
3.2.3	Control de Convertidores de Potencia.....	19
3.3	Aerogenerador Doblemente alimentado.....	24
3.3.1	Comportamiento en Estado Estable	28
3.3.2	Control de Convertidores de la maquina doblemente alimentada.....	31
3.3.3	Comportamiento en Falta de la maquina doblemente alimentada	33
3.3.4	Protecciones para el convertidor de la maquina doblemente alimentada	34
3.4	Estrategia del DFIG ante Huecos de Tensión.....	36
3.4.1	Estrategias LVRT	37
3.4.2	Requerimientos de los códigos de red	39
3.4.3	Control de la corriente reactiva en el aerogenerador doblemente alimentado.....	43
3.4.4	Impacto del DFIG en los esquemas de protección	45
4.	Modelización y simulación del aerogenerador doblemente alimentado	46
4.1	Modelización y Simulación en RTDS	46
4.1.1	Modelo del Sistema de Potencia	47
4.1.2	Modelo de la turbina eólica y el generador eléctrico	49
4.1.3	Modelo de los convertidores.....	50



4.1.4	Modelo de las estrategias LVRT	55
4.2	Resultados de simulaciones	60
4.2.1	Simulación en Régimen Permanente.....	60
4.2.2	Aplicación de Faltas	64
5.	CONCLUSIONES.....	79
6.	BIBLIOGRAFÍA	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Control del sistema de giro de las palas de un aerogenerador [3].....	5
Figura 2 Curva de potencia con respecto a la velocidad del viento para (a) control stall (b) control stall activo (c) control de ángulo de pitch [6]	5
Figura 3 Aerogenerador Tipo 1 [7].....	6
Figura 4 Aerogenerador Tipo 2 [7].....	7
Figura 5 Aerogenerador Tipo 3 [7].....	7
Figura 6 Aerogenerador Tipo 4 [7].....	8
Figura 7 Evolución del aerogenerador y la electrónica de potencia [9]	9
Figura 8 Aplicación de los convertidores basados en electrónica de potencia dentro de una red con energías renovables [11]	10
Figura 9. Clasificación de convertidores basados en electrónica de potencia	12
Figura 10. Convertidor de potencia VSC reversible de 2 niveles. [9].....	13
Figura 11. Representación de la transformada de Clarke utilizando las componentes simétricas. [13]	14
Figura 12. Representación de la transformada de Park en la máquina de polos salientes [13].....	15
Figura 13. Representación de los 3 planos de referencia ABC, $\alpha\beta 0$ y $dq0$ [14].....	16
Figura 14. Tensiones en los distintos planos de referencia (i) Tensiones balanceadas (ii) Tensiones desbalanceadas (iii) Efecto del quinto y séptimo armónico [13].....	17
Figura 15. Convertidor VSC de dos niveles con seis dispositivos de conmutación [15] .	18
Figura 16. Generación de la onda AC utilizando una portadora basada en modulación por ancho de pulso. [15].....	19
Figura 17. Vectores de un VSC inversor en el plano de referencia $dq0$ que gira a la velocidad de sincronismo. [14].....	21
Figura 18. Lazo de control interno y lazo de control externo de un VSC.....	24
Figura 19. Estructura de control en cascada de un VSC [15]	24
Figura 20. Aerogenerador tipo 3 doblemente alimentado de velocidad variable [15]..	25
Figura 21. Circuito equivalente de la máquina doblemente alimentada referido al estator [15]	31
Figura 22. Esquema de control del aerogenerador doblemente alimentado [19].....	32



Figura 23. Tecnologías de crowbar activo (a) puente de diodos (b) tiristores en antiparalelo (c) crowbar DC trifásico [23].....	35
Figura 24. Diagrama esquemático del DC Chopper [23]	36
Figura 25. Estrategias LVRT del aerogenerador doblemente alimentado	39
Figura 26. Requerimientos LVRT en distintos códigos de red: la tensión de la red en el eje x y el tiempo en el eje y. Los países, ordenados de arriba abajo son: Bélgica, Alemania, España, Italia, Dinamarca, Canadá, China, USA y Japón. [23]	41
Figura 27. Requerimientos de inyección de corriente reactiva en código de red de España. (a) Ganancia proporcional de secuencia directa (b) Límites de corriente reactiva (c) Ganancia proporcional de secuencia inversa	42
Figura 28. Sistema de Potencia conectado al aerogenerador en el Runtime del RSCAD47	
Figura 29. Modelo del cálculo de las potencias activa y reactiva a la salida del aerogenerador	48
Figura 30. Modelo del Sistema de ángulo de pitch de la turbina eólica [5].....	49
Figura 31 Bloque Modelo de Máquina Asíncrona	50
Figura 32 Modelo del convertidor de potencia VSC-2 niveles	51
Figura 33 Modelo de la técnica de Lazo de Bloqueo de Fase PLL.....	52
Figura 34 Modelo de las transformaciones de park en el GSC.....	52
Figura 35. Modelo del lazo de control interno del RSC	53
Figura 36. Modelo del lazo de control interno del RSC	54
Figura 37. Modelo del lazo de control externo del GSC	54
Figura 38. Modelo de la técnica de inyección del tercer armónico en la técnica PWM. 54	
Figura 39. Modelo del crowbar activo	56
Figura 40. Modelo de la lógica de control del crowbar	56
Figura 41. Modelo de la lógica de control del DC Chopper	57
Figura 42. Modelo del detector de falta	58
Figura 43. Modelo del cálculo de la profundidad del hueco de tensión en el control de inyección de corriente reactiva	59
Figura 44. Modelo del cálculo de las nuevas corrientes de consigna del lazo de control interno del GSC.....	59
Figura 45. Modelo del lazo interno de corriente reactiva	59
Figura 46. Velocidad del viento, velocidad del rotor, ángulo de pitch y torque mecánico en régimen permanente.....	61



Figura 47. Tensiones e Intensidades en los distintos niveles en régimen permanente . 62

Figura 48. Valores de potencia activa y reactiva (a) a la salida del convertidor (b) a la salida del estator..... 63

Figura 49. Tensiones e intensidades en el bus dc, en el estator y en el rotor. 63

Figura 50. Perfil de tensiones de la falta aplicada para la figura 51 con el crowbar encendido 64

Figura 51 Durante una falta de 200 ms con crowbar encendido, Arriba: corrientes trifásicas de corrientes en el rotor. Abajo: valor absoluto de corriente del rotor..... 65

Figura 52 Durante una falta de 200 ms con crowbar apagado, Arriba: corrientes trifásicas de corrientes en el rotor. Abajo: valor absoluto de corriente del rotor..... 65

Figura 53 Durante una falta de 200 ms con crowbar encendido, Arriba: corrientes que pasan por las resistencias del crowbar. Abajo: señal de activación del crowbar 66

Figura 54 Funcionamiento del DC Chopper durante una falta de 200 ms con crowbar activado 67

Figura 55 Funcionamiento del DC Chopper durante una falta de 200 ms con crowbar apagado 67

Figura 56. Perfil del hueco de tensión con el control de energía reactiva apagado..... 68

Figura 57. Detector de falta, potencia y corrientes dq, con el control de reactiva apagado 68

Figura 58. Potencia reactiva del aerogenerador, del rotor y del estator, con el control de reactiva apagado..... 69

Figura 59. Perfil del hueco de tensión con el control de energía reactiva encendido y un $K=2$ 69

Figura 60. Detector de falta, potencia y corrientes dq, con el control de reactiva encendido con un $K=2$ 70

Figura 61. Potencia reactiva del aerogenerador, del rotor y del estator, con el control de reactiva encendido con un $K=2$ 70

Figura 62. Perfil del hueco de tensión con el control de energía reactiva encendido y un $K=6$ 71

Figura 63. Detector de falta, potencia y corrientes dq, con el control de reactiva encendido con un $K=6$ 71

Figura 64. Potencia reactiva del aerogenerador, del rotor y del estator, con el control de reactiva encendido con un $K=6$ 72

Figura 65. Perfil de tensión falta bifásica 73



Figura 66. Señales del detector de falta ante una falta bifásica. La grafica de abajo es la salida final que determina la existencia de falta en base a las otras 4 señales que recibe 73

Figura 67. Funcionamiento del Chopper ante una falta bifásica 74

Figura 68. Graficas de arriba abajo en una falta bifásica: detector de falta, potencia activa, potencia reactiva, corriente en plano d y corriente en el plano q 74

Figura 69. Graficas de tensiones y corrientes en los distintos niveles de tensión en una falta bifásica 75

Figura 70. Perfil de tensión falta monofásica 76

Figura 71. Señales del detector de falta ante una falta monofásica. La grafica de abajo es la salida final que determina la existencia de falta en base a las otras 4 señales que recibe 76

Figura 72. Funcionamiento del Chopper ante una falta monofásica 77

Figura 73. Graficas de arriba abajo en una falta monofásica: detector de falta, potencia activa, potencia reactiva, corriente en plano d y corriente en el plano q 77

Figura 74. Graficas de tensiones y corrientes en los distintos niveles de tensión en una falta monofásica 78

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tabla Resumen de los requerimientos LVRT de distintos códigos de red. [23]. 41

Tabla 2. Parámetros del transformador de Alta Tensión a Media Tensión 48

Tabla 3 Parámetros del transformador de Media Tensión a Baja Tensión 48

Tabla 4 Parámetros de la red eléctrica equivalente 48

Tabla 5 Parámetros del Aerogenerador 50

Tabla 6 Parámetros del convertidor de potencia..... 51



ACRONIMOS

DFIG: Generador de Inducción Doblemente Alimentado

RSC: Controlador de lado del rotor

GSC: Controlador del lado de la red

LVRT: Capacidad de mantenerse conectado a la red durante una falta

PWM: Modulación por ancho de pulso

PLL: Lazo de Bloque de fase

BPSC: Control básico de secuencia directa

PNSC: Control de secuencia directa e inversa

FCL: Limitador de corriente de falta

VSC: Convertidor de fuente de tensión



1. INTRODUCCIÓN

El Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG) es una de las configuraciones más utilizadas para la generación de energía eólica. Las ventajas que ofrece con el amplio rango de velocidades de viento en las que puede operar y con la reducción de costo que implica un convertidor de potencia dimensionado para un porcentaje de la potencia nominal, le han permitido obtener una amplia porción del mercado de aerogeneradores [1].

Desde el punto de vista de la red, el aumento de este tipo de fuentes de generación y de otras basadas en convertidores de potencia, está resultando un reto y un cambio de paradigma, especialmente para el sistema de protecciones de la red [2]. Esto es debido a las diferencias en el comportamiento de estas fuentes con respecto a los generadores síncronos convencionales, especialmente en el momento de una falta en la red.

En este trabajo de Fin de Máster, el objetivo es describir el funcionamiento de un aerogenerador doblemente alimentado, su capacidad de mantenerse conectado durante una falta (LVRT) y la inyección de corriente reactiva que puede aportar para el restablecimiento de la tensión, durante huecos de tensión. Para esto se utilizará el simulador en tiempo real RTDS.



2. OBJETIVOS

El objetivo general de este trabajo es desarrollar un modelo del aerogenerador doblemente alimentado que permita el estudio del comportamiento de la máquina, tanto en régimen permanente como durante una falta, poniendo especial énfasis en su capacidad de mantenerse conectada durante la falta y en la inyección de potencia reactiva a la red durante los huecos de tensión.

Se definen como objetivos específicos del trabajo:

1. Estudio del estado del arte de la generación eólica, el aerogenerador doblemente alimentado, los convertidores de potencia y las estrategias LVRT.
2. Aprendizaje de la herramienta software RSCAD y del simulador en tiempo real RTDS.
3. Desarrollo de un modelo del aerogenerador tipo 3 para ser implementado en el simulador en tiempo real RTDS que incluya todos los elementos de electrónica de potencia y esquemas de control de la máquina, y que permita simular su comportamiento en régimen permanente y durante una falta.
4. Aplicar los fundamentos del control de energía reactiva del aerogenerador durante un hueco de tensión, con especial atención a los requerimientos realizados por los códigos de red, para desarrollar el modelo de un control que permita obtener señales de intensidad similares a las obtenidas por los parques eólicos actuales.
5. Simular distintos tipos de falta, variando la duración y la magnitud del hueco de tensión para observar la capacidad de aportación de corriente reactiva a la red por el aerogenerador doblemente alimentado en el momento de la falta.



3. ESTADO DEL ARTE

3.1 Conceptos Básicos de Generación Eólica

En las últimas décadas, la generación de energía eléctrica que utiliza el viento como recurso primario, para el movimiento de la turbina, ha tenido un desarrollo importante. Desde sus inicios, a finales de la década de 1970 en Dinamarca [3], hasta la actualidad, en la cual los aerogeneradores son utilizados en casi todas las regiones del mundo, se ha pasado de máquinas de poca potencia a grandes parques capaces de generar energía para grandes poblaciones.

El desarrollo de esta tecnología comenzó con los aerogeneradores de velocidad fija. Estos aerogeneradores utilizaban máquinas asíncronas con rotor de jaula de ardilla. Se les denominó aerogeneradores de velocidad fija debido a que, sin importar la velocidad del viento, una máquina asíncrona conectada a una red eléctrica de frecuencia constante, girará a una velocidad mecánica prácticamente constante [3].

En la búsqueda de aprovechar mejor el viento y de aumentar la potencia generada se desarrollaron los aerogeneradores de velocidad variable. Para poder generar más energía era necesario ampliar el tamaño, lo cual aumentaba los esfuerzos mecánicos. La capacidad de variar la velocidad y las técnicas para controlar la potencia del viento permitieron hacerlo de manera segura, ya que mantener una velocidad fija ante los cambios del viento, supone un esfuerzo mecánico muy importante para todas las partes del aerogenerador [4]. En las próximas secciones, se explicará un poco más sobre estas técnicas.

3.1.1 Técnicas para controlar la potencia extraída del viento

La turbina de los aerogeneradores solamente es capaz de extraer una porción de la energía del viento y como ya se ha mencionado antes, los avances y desarrollos realizados en estas tecnologías están orientados a poder extraer la mayor cantidad posible de esta energía y hacerlo de la manera más eficiente posible. Aun así, es importante señalar que, de acuerdo a la ecuación desarrollada por el físico alemán Albert Betz, un aerogenerador solo podría ser capaz de extraer un máximo de 59.3% de la energía cinética del viento [4]. Por tanto, se conoce esta cifra como el límite de Betz.

La potencia del viento se puede definir mediante la siguiente ecuación [5]:

$$P_V = \frac{1}{2} A V_v^3 \rho \quad (1)$$



Donde ρ es la densidad del aire en kg/m^3 , V_v es la velocidad del viento en m/s^2 y A es el área cubierta por las palas del aerogenerador, que viene dada por πr^2 donde r es el radio de la turbina del aerogenerador.

En la siguiente ecuación, se puede relacionar la potencia del viento con la potencia que realmente es capaz de extraer la turbina del aerogenerador [4]:

$$P_{turb} = P_v C_p \quad (2)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia, el cual viene dado por la tecnología de aerogenerador y cuyo valor máximo posible, de acuerdo al límite de Betz, es 0.593. El coeficiente de potencia es función del coeficiente de velocidad específica (λ) y del ángulo de pitch (β) de las palas del aerogenerador, concepto que se explicarán a continuación.

De las ecuaciones (1) y (2) se puede deducir que es posible controlar la potencia extraída del viento, si se regula el ángulo β y se controla la orientación de la turbina hacia el viento, dependiendo de la velocidad del mismo. Es importante aclarar que este control de potencia se realiza para, como se mencionó anteriormente, reducir al máximo los esfuerzos mecánicos provocados por los cambios en el viento.

- Mecanismo de giro de la turbina

Este mecanismo utiliza una veleta instalada en el aerogenerador que permite determinar la dirección del viento. El controlador electrónico que opera ese mecanismo activa unos motores que giran la góndola y la turbina del aerogenerador en la dirección del viento, dependiendo de la señal de dirección que recibe. El giro de la góndola se realiza solo unos pocos grados a la vez, para evitar cambios bruscos en la velocidad de giro de la turbina [3].

- Sistema de giro de las palas

Este sistema de giro regula la potencia extraída del viento mediante el giro de las palas del rotor eólico, en un ángulo determinado. Este ángulo de giro de las palas es el conocido como ángulo de pitch y es utilizado para regular la potencia extraída del viento. A partir de cierta velocidad de viento, ya no resulta rentable fabricar los aerogeneradores capaces de soportar ese esfuerzo y continuar generando energía, por tanto, se utiliza el giro del ángulo de las palas para disminuir la velocidad de giro de la turbina, ante una velocidad de viento elevada. Este sistema es una de las diferencias principales entre los aerogeneradores de velocidad fija y los de velocidad variable. En la

figura 1 se observa el lazo de control del sistema de giro de palas, donde el valor de consigna del ángulo de pitch es proporcionado por la estrategia de control del aerogenerador y resulta muy importante incluir la tasa de cambio de este ángulo, ya que debe estar limitado a cantidades bajas, para que la velocidad de giro sea lenta y se eviten esfuerzos sostenidos en las palas [3].

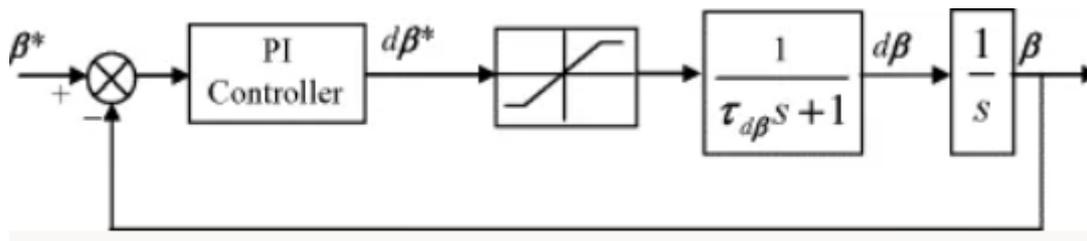


Figura 1 Control del sistema de giro de las palas de un aerogenerador [3]

En resumen, la limitación de la potencia del viento que es captada por el aerogenerador, se puede realizar de tres maneras [3]: 1) controlando solamente el giro de la turbina para incidir en el ángulo con el que el viento es captado por las palas (stall control), 2) controlando, además del giro de la turbina, el giro de las palas a bajas velocidades (active stall control) y, 3) controlando el ángulo de pitch, descrito en la sección anterior. En la figura 2, se observa la curva de potencia para los distintos mecanismos de captación de potencia. El stall control tiene un pequeño sobresalto a velocidades medias de viento y una menor salida de potencia a altas velocidades, mientras el active stall control y el pitch control limitan de una mejor manera la potencia captada por el viento. [6]

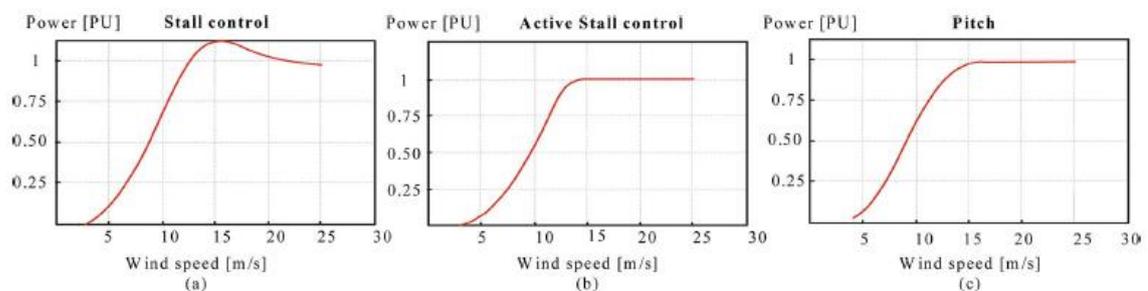


Figura 2 Curva de potencia con respecto a la velocidad del viento para (a) control stall (b) control stall activo (c) control de ángulo de pitch [6]

3.1.2 Clasificación de Aerogeneradores

Existen muchas clasificaciones distintas para los aerogeneradores, dependiendo del criterio que se aplique, la clasificación más utilizada es de acuerdo al tipo de máquina rotativa y a la tecnología de conexión a la red eléctrica.

- **Aerogenerador Tipo 1:** este tipo de aerogenerador utiliza un generador asíncrono de jaula de ardilla. Este aerogenerador es al que se le conoce como de velocidad fija, ya que su velocidad es constante y se mantiene cercana a la de sincronismo. Su principal desventaja es que no se puede aprovechar la potencia del viento a distintas velocidades. Como se observa en la Figura 3, mecánicamente la turbina se conecta al generador a través de una caja multiplicadora. Otra desventaja es que necesita de una fuente de energía reactiva para crear el campo magnético y un arrancador suave para limitar las corrientes elevadas en el arranque [7].

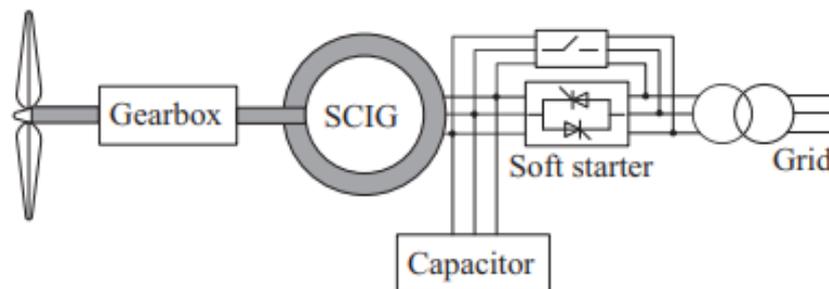


Figura 3 Aerogenerador Tipo 1 [7]

- ✓ **Aerogenerador Tipo 2:** esta máquina está compuesta por un generador asíncrono de rotor bobinado al cual se puede acceder a través de unos anillos rozantes, y de estator directamente conectado a la red eléctrica. Por medio de los anillos rozantes, se conecta a los devanados del rotor una resistencia externa a través de un convertidor de potencia. El valor de la resistencia externa es variable con el objetivo de controlar la velocidad del aerogenerador [8]. El problema principal de este aerogenerador son las pérdidas en la resistencia externa. En la figura 4 se observa que este aerogenerador también utiliza una caja multiplicadora y un banco de capacitores.

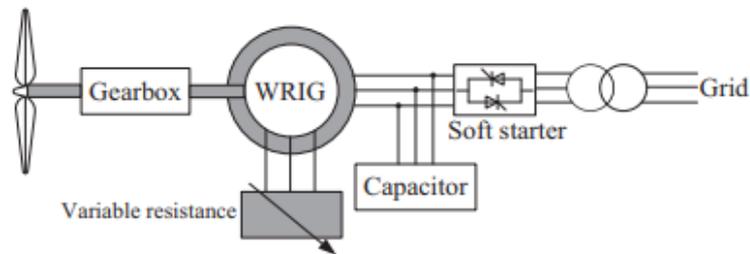


Figura 4 Aerogenerador Tipo 2 [7]

- ✓ **Aerogenerador Tipo 3:** este tipo de aerogenerador también utiliza un generador asíncrono de rotor bobinado y también tiene su estator está conectado directamente a la red. La diferencia principal con el tipo 2, es que el rotor se encuentra conectado a la red eléctrica a través de un convertidor de potencia reversible AC-DC-AC, de ahí su nombre de doblemente alimentado. Este convertidor permite alimentar el rotor con corrientes trifásicas de frecuencia y tensión variables, lo cual posibilita un mejor control de velocidad de la máquina y un mejor aprovechamiento del viento [3]. Este aerogenerador continúa utilizando la caja multiplicadora para el acoplamiento mecánico a la turbina, ver figura 5.

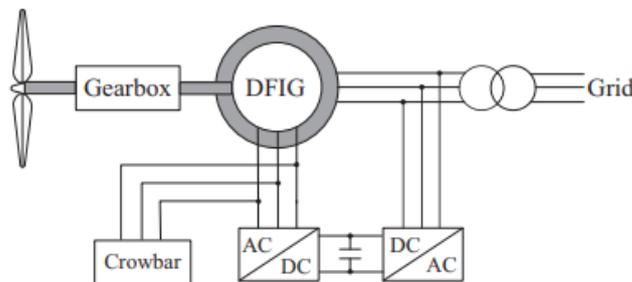


Figura 5 Aerogenerador Tipo 3 [7]

- ✓ **Aerogenerador Tipo 4:** este tipo de aerogenerador se puede encontrar con distintos tipos de generadores, puede ser asíncrono o síncrono de imanes permanentes. A su vez, en algunas configuraciones se utiliza la caja multiplicadora y en otras se hace una conexión directa de la turbina al generador. La configuración más utilizada es el generador síncrono de imanes permanentes sin caja multiplicadora. La principal característica de este aerogenerador es que utiliza un convertidor de potencia para conectar el estator a la red eléctrica. Es decir,

el generador no está conectado directamente a la red eléctrica, lo cual implica que el convertidor de potencia debe estar dimensionado para transmitir toda la potencia generada.

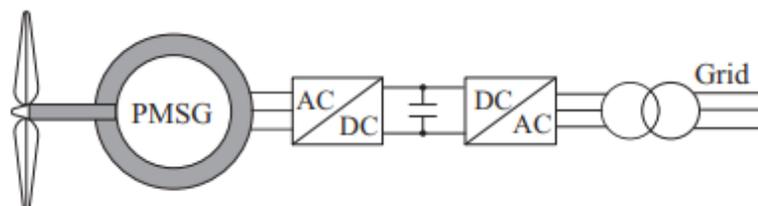


Figura 6 Aerogenerador Tipo 4 [7]

Es importante mencionar que tanto el tipo 1, debido a las limitaciones por ser de velocidad fija, como el tipo 2, debido a su baja eficiencia al tener que disipar potencia en las resistencias variables, tienen una participación residual en el mercado actual. El aerogenerador tipo 3 y el tipo 4 son las configuraciones más utilizadas en los nuevos parques eólicos, ya sean offshore o onshore.

3.2 Convertidores de Potencia

Un convertidor basado en electrónica de potencia está construido por dispositivos semiconductores, circuitos electrónicos, protecciones y circuitos de control para realizar una conversión controlada de la magnitud de tensión y/o frecuencia. [6]

El desarrollo de la electrónica de potencia y sus distintos tipos de convertidores ha sido un elemento importante en el crecimiento de la energía eólica y el aumento en la penetración de energías renovables en la red eléctrica. En particular, en el aerogenerador doblemente alimentado, objeto de estudio de este trabajo, el convertidor de potencia reversible que conecta el rotor con la red, le permite trabajar en un amplio rango de velocidades de viento y otras cuantas ventajas que se describirán en futuras secciones. Previo a eso, es necesario definir algunos conceptos básicos de convertidores de potencia.

En la sección anterior, se explica como el surgimiento de la tecnología del aerogenerador 3 y 4, que utilizan convertidores de potencia, desplazaron en el mercado al aerogenerador 1 y 2, debido a las ventajas que tienen. Los convertidores de potencia permitieron que los aerogeneradores se convirtieran en fuentes activas de potencia, anteriormente se contaba únicamente con unos bancos de capacitores que aseguraban el factor de potencia de unidad en el punto de conexión, sin control de la potencia activa y reactiva. Otra diferencia importante a mencionar, es que

anteriormente, con la máquina asíncrona conectada directamente a la red, todas las pulsaciones originadas de los cambios en la velocidad del viento eran transmitidas directamente a la red y generaban sobreesfuerzos mecánicos en la turbina eólica, debido a su limitado rango de deslizamiento. Con los convertidores se ha logrado aumentar ese rango, y los aerogeneradores son capaces de trabajar en un rango de velocidades más amplio.

En general, con el aumento en la potencia nominal de los aerogeneradores y el incremento en la penetración de energías basadas en fuentes renovables, se ha convertido en una necesidad la regulación de tensión y frecuencia de los parques eólicos, esto se ha conseguido a través de la conexión del aerogenerador a la red a través de un convertidor basado en electrónica de potencia. Este aumento de la potencia nominal de un aerogenerador individual, también ha significado un impulso en el desarrollo de los convertidores, buscando la mayor fiabilidad posible, el menor costo por kW y mayor densidad de potencia. [9]

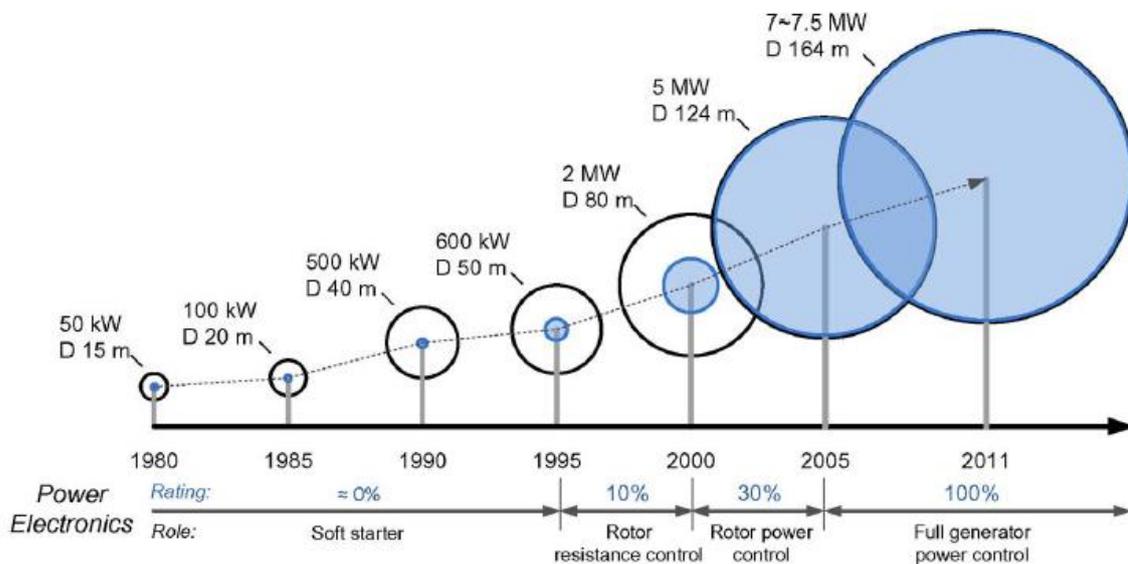


Figura 7 Evolución del aerogenerador y la electrónica de potencia [9]

En la figura 7 se observa los cambios y la evolución antes mencionada, con el paso del tiempo se fue modificando la tecnología del aerogenerador, y con el crecimiento progresivo de la potencia nominal y del tamaño físico del aerogenerador, fue aumentando el dimensionamiento del dispositivo de electrónica de potencia utilizado. En los inicios, se utilizaba un arrancador suave. Luego, se utilizó el control de la resistencia del circuito del rotor, tecnología utilizada por el aerogenerador tipo 2, que

solo llegaba al 10% de la potencia nominal de la máquina. El siguiente paso fue la tecnología del aerogenerador tipo 3, con un convertidor de potencia dimensionado para el 30% de la potencia de la turbina. Hasta llegar al aerogenerador tipo 4, con un convertidor dimensionado para toda la potencia nominal. En la figura, la circunferencia negra representa el aumento en el diámetro de las palas y la potencia nominal de la turbina y el círculo azul, representa la potencia nominal del dispositivo de electrónica de potencia

3.2.1 Tipos de Convertidor

Los convertidores de potencia se pueden clasificar utilizando diferentes criterios. De acuerdo a su topología, se encuentran los convertidores de fuente de tensión (VSC por sus siglas en inglés) y los convertidores de fuente de corriente (CSC por sus siglas en inglés). Cada uno tiene distinta configuración y comportamiento, y presentan diferentes ventajas dependiendo de la aplicación. En el ámbito de los aerogeneradores, el VSC es la topología más utilizada habitualmente.

De acuerdo al tipo de conmutación, se encuentran los convertidores de conmutación natural, también llamada conmutación por la red, en donde el dispositivo semiconductor conmuta de acuerdo a la frecuencia de la tensión AC externa aplicada; y los convertidores de conmutación forzada, en donde el dispositivo semiconductor se activa y desactiva de acuerdo a la frecuencia seleccionada [10]. De estos últimos convertidores, la técnica más utilizada es la modulación por el ancho del pulso (PWM por sus siglas en inglés) utilizada en los convertidores de aerogeneradores y que será descrita con mayor detalle en secciones siguientes.

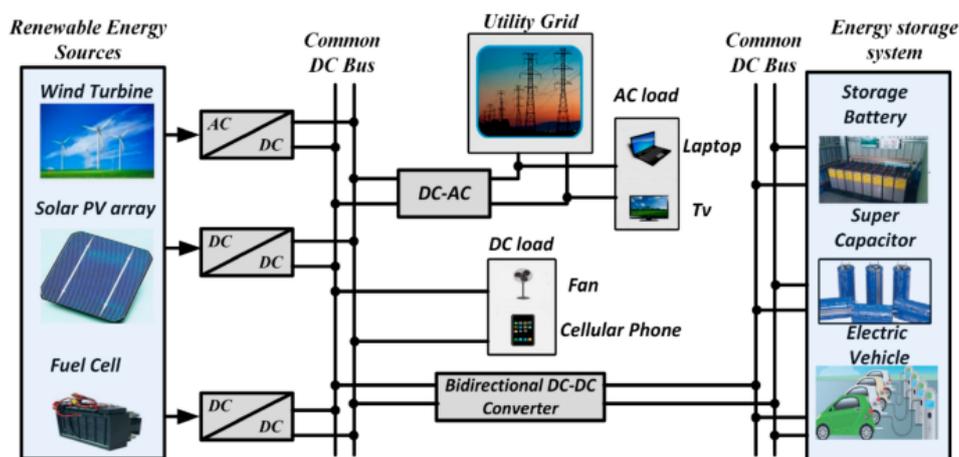


Figura 8 Aplicación de los convertidores basados en electrónica de potencia dentro de una red con energías renovables [11]

Otro criterio aplicado para clasificar los convertidores basados en electrónica de



potencia, es el tipo de conversión que realizan, siendo los más conocidos el inversor, que transforma la energía en DC a energía en AC, y el rectificador, que realiza la operación opuesta, de energía en AC a energía en DC. También existen los convertidores DC-DC y AC-AC que no cambian el tipo de energía, pero muchas veces el nivel de tensión de la misma. En los aerogeneradores, se utiliza lo que se denomina como convertidor reversible o bidireccional, que está compuesto por un rectificador y un inversor unidos por una etapa en DC en común. Además de compartir esta etapa en DC, ambos convertidores tienen una operación sincronizada y complementaria. En la figura 8, se observan distintas aplicaciones que tienen los convertidores, realizando distintos tipos de conversiones dentro un sistema eléctrico con penetración de generación basada en energías renovables.

El último criterio a tomar en cuenta, es la cantidad de celdas de conversión. En este se encuentran dos grandes grupos, que son los de una celda individual y los multicelda. Dentro de estos dos grandes grupos, existen múltiples configuraciones en busca de aumentar la relación costo y eficiencia del convertidor y también varían de acuerdo a su aplicación. Al no ser objeto de estudio de este trabajo, a continuación se enumeran algunas de las más conocidas [9]:

- ✓ Convertidores con una única celda de conversión:
 - Convertidor reversible de 2 niveles
 - Convertidores multinivel
 - Convertidor de 3 nivel con diodo de punto neutro acoplado
 - Convertidor de 3 niveles con medio puente
 - Convertidor de 5 niveles con medio puente
- ✓ Convertidores de múltiples celdas de conversión
 - Convertidor de medio puente en cascada

Un resumen de la clasificación de los convertidores se encuentra en la figura 9.

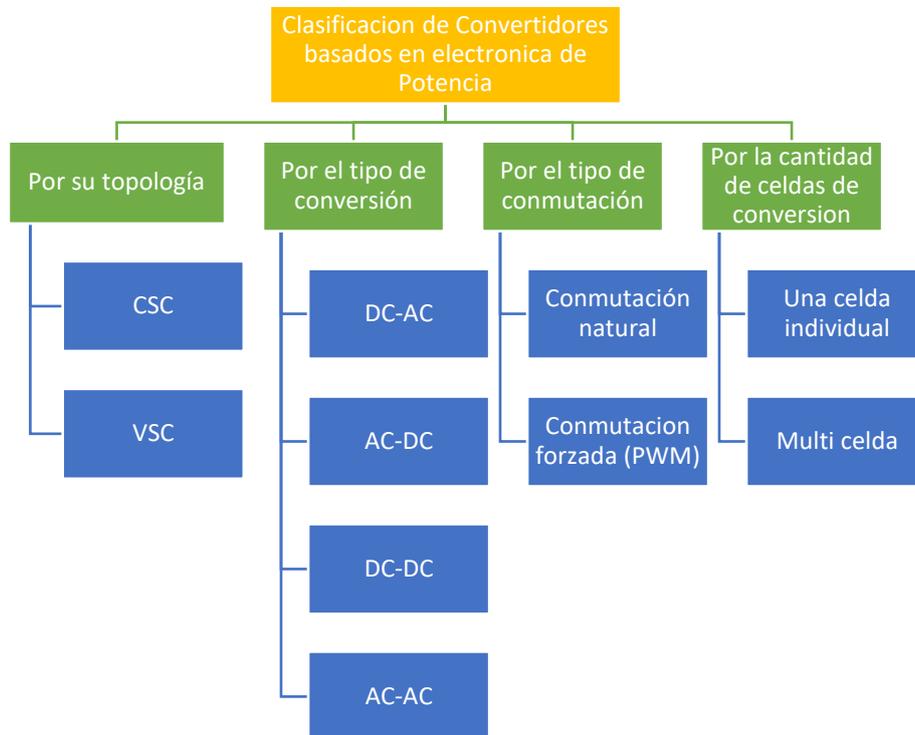


Figura 9. Clasificación de convertidores basados en electrónica de potencia

En [10], se puede encontrar un estudio comparativo de 3 topologías distintas de convertidor, aplicados al objeto de estudio de este trabajo, el aerogenerador doblemente alimentado. El objeto del estudio era evaluar el control de la potencia activa y potencia reactiva intercambiada entre la red y el aerogenerador en el punto de conexión, concluyendo que los convertidores multinivel tienen mejores resultados. En [11], hay un repaso completo de los convertidores multinivel reversibles y resonantes, se enumeran sus aplicaciones, características constructivas, clasificaciones, ventajas, desventajas y retos, ante el auge de los convertidores electrónicos en el mundo industrial. En cuanto a la aplicación de los convertidores en la energía eólica, en [12], [6] y [9], se presenta un amplio estado del arte de las tecnologías de convertidores de potencia utilizadas en aerogeneradores individuales y en parques eólicos, analizando tanto lo existente como las tendencias a futuro, para concluir que el convertidor de potencia permite a los sistemas de energía eólica mejorar su desempeño y cumplir con los requerimientos de apoyo a la regulación de la frecuencia y tensión de la red.

3.2.2 Topología del VSC

Luego de repasar las distintas clasificaciones de los convertidores de potencia, este estudio se centrará en uno de los convertidores que han sido más utilizados con el aerogenerador doblemente alimentado. De acuerdo a las fuentes consultadas, el

convertidor VSC de 2 niveles reversible con modulación por ancho de pulso (2L-PWM-VSC por sus siglas en inglés) es una de las configuraciones que ha tenido mayor aplicación en los sistemas de energía eólica, especialmente en el aerogenerador doblemente alimentado [9] [12].

Su configuración que ha demostrado robustez y fiabilidad en su desempeño, sumado a su estructura relativamente simple y pocos componentes, le ha dado a esta solución una ventaja técnica. Sin embargo, con el aumento de la tensión y la potencia de los aerogeneradores, esta topología ha demostrado un incremento en las pérdidas de conmutación y menor eficiencia en los rangos de MWs. El aumento de la tensión también ha generado una mayor utilización de convertidores VSC multinivel, debido a que, al tener un mayor número de niveles en las tensiones de salida, se obtiene un desempeño aceptable utilizando filtros menos robustos para limitar el gradiente de tensión y la distorsión armónica, en comparación con los filtros necesarios en el convertidor de dos niveles. En [9] y [12] se confirma la tendencia mencionada, cuando los convertidores se utilizan en media tensión, se recurre a los convertidores multinivel, para las aplicaciones de baja tensión se utiliza el convertidor VSC de dos niveles.

En la figura 10, se observa un convertidor reversible (back to back) VSC de 2 niveles, que cuenta con sus dispositivos de conmutación, el capacitor de la etapa DC y los filtros de salida y entrada. El nombre de dos niveles se refiere a la cantidad de niveles de tensión que pueden ser producidos a la salida de cada una de las patas del convertidor de potencia.

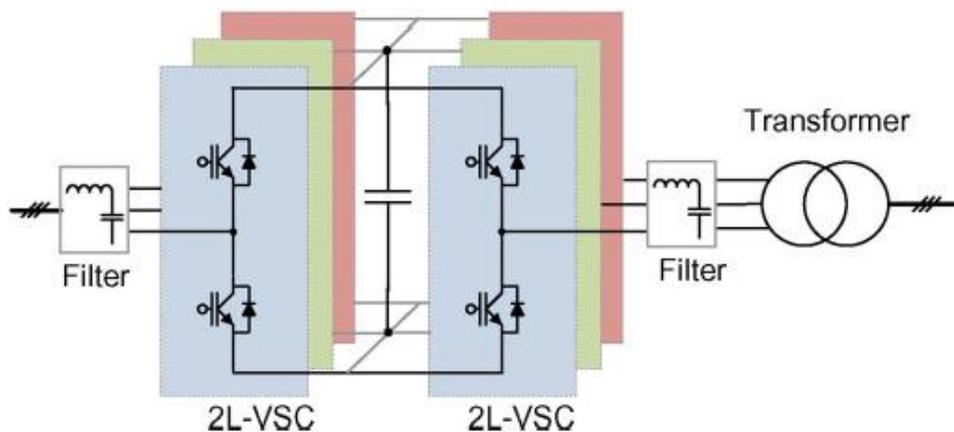


Figura 10. Convertidor de potencia VSC reversible de 2 niveles. [9]

Previo a describir el funcionamiento y la manera en la que opera el control de un convertidor es necesario entender conceptos básicos sobre la teoría de control vectorial, específicamente las transformaciones que son ampliamente utilizadas en el análisis y control de tecnologías trifásicas como son los convertidores y el aerogenerador doblemente alimentado.

La transformada de Clarke nacida en 1930s, cuando Clarke realizó modificaciones a las componentes simétricas para poder simplificar el análisis de ciertos problemas de sistemas trifásicos desbalanceados [13], permite la transformación entre dos ejes de referencia en la que se pasa de los ejes ABC balanceados, a los ejes $\alpha\beta 0$. Es importante mencionar que, en caso de sistemas balanceados, se espera que la componente 0 no exista en el plano de referencia $\alpha\beta 0$. Por lo que se contaría solo con los ejes $\alpha\beta$ que son ortogonales entre sí.

En la figura 11 se observa la representación de la transformación de Clarke expresada a través de las componentes simétricas. Se observa como primero se pasa de dominio del tiempo al dominio fasorial para luego expresar los vectores del plano de referencia $\alpha\beta 0$ a través de las componentes simétricas. Luego, a través de una relación matemática se obtienen los valores en el nuevo plano de referencia y estos nuevamente se pasan al dominio del tiempo.

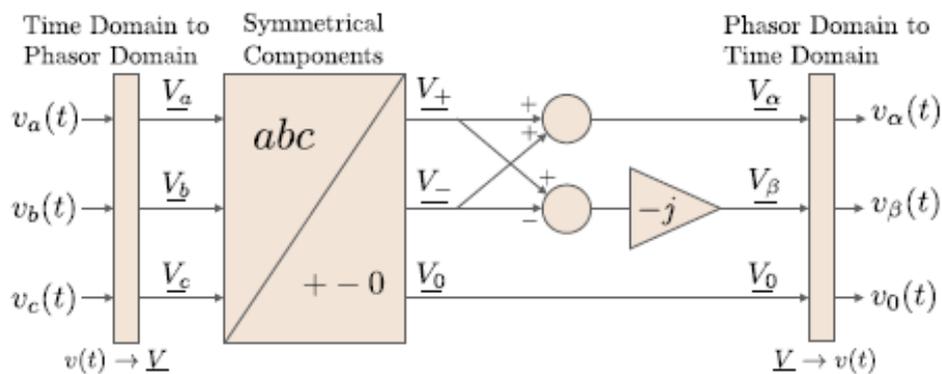


Figura 11. Representación de la transformada de Clarke utilizando las componentes simétricas. [13]

En caso de no utilizarse las componentes simétricas se puede recurrir a la matriz de Clark, este es el nombre que se le da a la matriz por la cual se deben multiplicar las tensiones o intensidades trifásicas ABC para lograr la transformación. Se expresa de la siguiente manera [14]:

$$[\alpha\beta 0] = [C] * [ABC] = \frac{2}{3} * \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} * [ABC] \quad (3)$$

Donde [C] es la llamada Matriz de Clarke.

En la transformada de Park se realiza una transformación de dos planos de referencia ortogonales que están desplazados entre sí por un ángulo θ . Esta transformación también se le conoce como la transformación dq0, ya que en este caso se pasa de los ejes $\alpha\beta 0$ a ejes dq0. Inicialmente, con esta transformación Park logró resolver el problema de los flujos que ocurren en una máquina de polos salientes, ubicando uno de los ejes, en este caso el eje d, en sentido directo con el polo saliente y el eje q en cuadratura con el polo [13].

En la figura 12, se observa la representación de la transformada de Park en la aplicación de la máquina de polos salientes, donde se confirma lo antes mencionado sobre la ubicación de los ejes dq, uno de manera directa y el otro en cuadratura con los polos salientes del rotor.

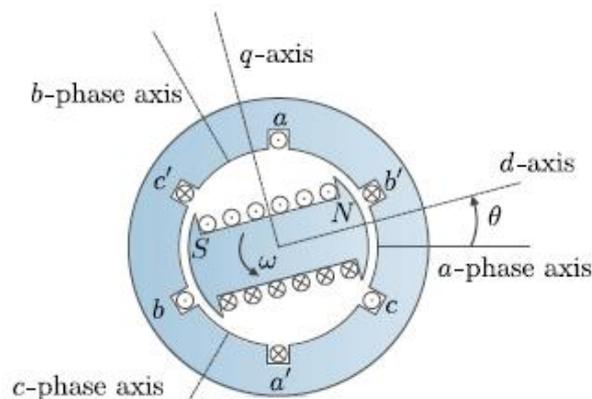


Figura 12. Representación de la transformada de Park en la máquina de polos salientes [13]

Si se considera que el eje d está separado del eje α por un ángulo θ , el ángulo de rotación, y despreciando los ejes 0 al tratarse de un sistema balanceado, la relación entre ambos planos de referencia ortogonales dq0 y $\alpha\beta 0$ se puede expresar de la siguiente manera (en este caso se aplica para las intensidades, pero es igual de válida para relacionar las tensiones) [14]:

$$\begin{bmatrix} id \\ iq \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \text{sen}(\theta) \\ -\text{sen}(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i\alpha \\ i\beta \end{bmatrix} \quad (4)$$

A través de una relación matemática entre (3) y (4) se puede llegar a una matriz de Park que transforme directamente del plano ABC al plano dq0. Es importante señalar que para realizar una transformación de cualquiera de los dos nuevos planos de referencia mencionados al ABC nuevamente, se puede aplicar la inversa de la transformada de Park o Clarke según corresponda.

En general, todos los distintos planos de referencia son aplicaciones del “plano de referencia arbitrario, todos son ejes dq0 girando a una velocidad específica ω , esta velocidad puede ser la velocidad de giro del rotor, la velocidad de sincronismo, una velocidad arbitraria o puede ser 0, para ejes estacionarios [13].” El valor de velocidad que se utilice dependerá de la aplicación y el análisis que se quiera realizar con la transformación a otro plano de referencia.

En la figura 13 se observa la relación entre los 3 planos de referencia, se puede ver como el eje d y el eje α están separados por el ángulo θ , como los ejes $\alpha\beta$ giran con la velocidad angular ω y se observa que ambos son ortogonales. Las líneas en rojo simbolizan el eje ABC. Mientras que en la figura 14, se muestra el efecto de aplicar las transformaciones de Clarke y Park bajo tres condiciones diferentes: (i) Tensiones balanceadas que resultan en tensiones de igual magnitud para $\alpha\beta$ y tensiones que resultan valores constantes para dq (ii) Tensiones desbalanceadas que resultan en tensiones de distinta magnitud para $\alpha\beta$ y tensiones que varían en el tiempo con el segundo armónico para dq. La tensión 0 es la componente de secuencia cero en la fundamental y es igual en las 2 transformaciones. (iii) Muestra los efectos de los armónicos. [13]

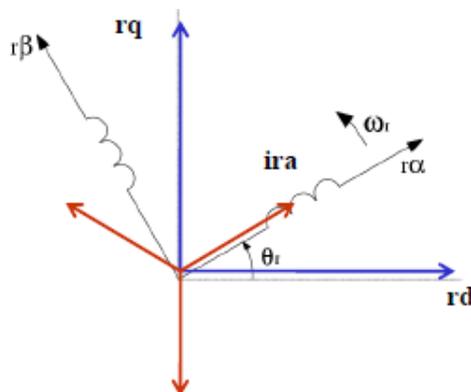


Figura 13. Representación de los 3 planos de referencia ABC, $\alpha\beta 0$ y dq0 [14]

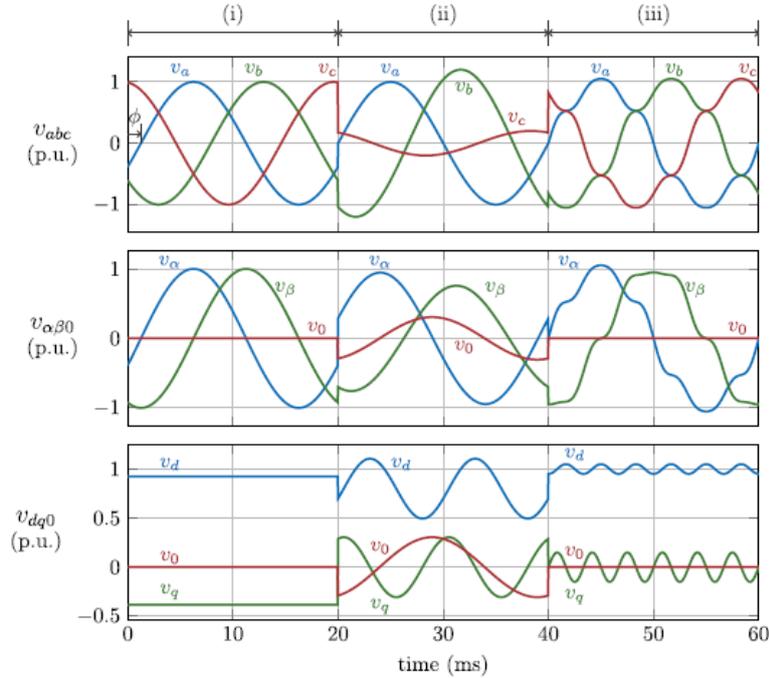


Figura 14. Tensiones en los distintos planos de referencia (i) Tensiones balanceadas (ii) Tensiones desbalanceadas (iii) Efecto del quinto y séptimo armónico [13]

Regresando nuevamente el enfoque al convertidor VSC bidireccional de 2 niveles con PWM, en la figura 15 se pueden observar la configuración de este convertidor conectado a una red eléctrica. Cuando un convertidor es bidireccional o reversible se refiere a que, dependiendo de los algoritmos de control utilizados, este puede funcionar como inversor o como rectificador, dependiendo del flujo de corriente. En el caso de la figura 15, el flujo de corriente es de la parte DC a la AC, funcionando como un inversor.

Un VSC se puede imaginar como una fuente de tensión, cuya magnitud, frecuencia y ángulo de fase pueden ser controlados de manera simultánea. En la figura 15, también se pueden observar los dispositivos de conmutación, al ser un convertidor de dos niveles trifásico, cuenta con un total de seis dispositivos de conmutación. En este tipo de topología, el dispositivo de conmutación más utilizado es el IGBT, ya que este es el predominante en las aplicaciones de baja tensión y como se mencionó anteriormente, esta configuración tiene su principal aplicación en baja tensión. Cada IGBT, cuenta con un diodo en antiparalelo, para darle flujo de corriente bidireccional, pero bloqueo de tensión unidireccional. El capacitor de bus DC está cargado a cierto nivel de tensión que mantenga la función básica del convertidor, el control de la corriente a través de la estrategia de conmutación.

Por último, la figura 15 muestra las corrientes trifásicas a la salida de los dispositivos de conmutación, estas pasan por un filtro RLC, para disminuir los armónicos generados por la conmutación, y luego pasan por el transformador que elevará la tensión a la requerida para la conexión a la red.

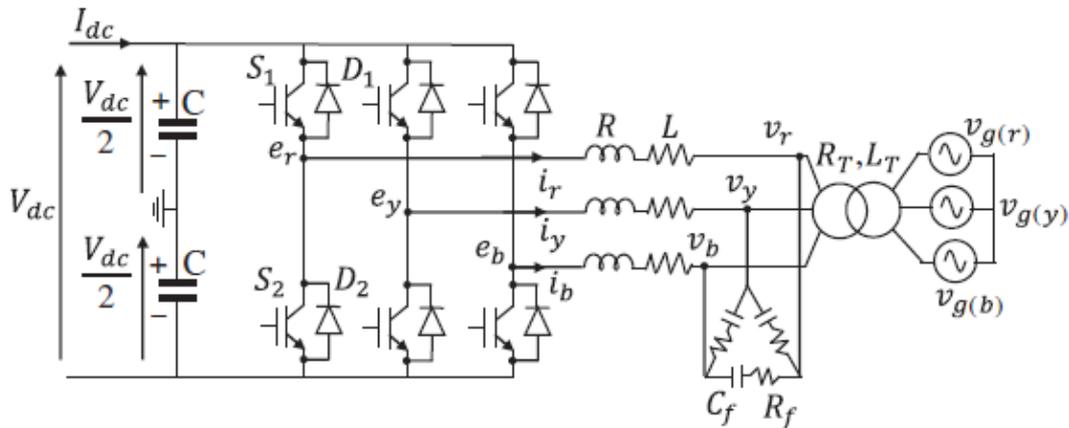


Figura 15. Convertidor VSC de dos niveles con seis dispositivos de conmutación [15]

En cuanto a la estrategia de conmutación, esta es basada en modulación por ancho de pulso (PWM). Los dispositivos de conmutación cambian de estado ON y OFF constantemente, a una frecuencia fija, pero con una variación en el ancho del pulso para controlar la tensión de salida. [15]

Esta técnica de conmutación PWM funciona utilizando una onda triangular a la que se le denomina onda portadora, la cual es comparada con una onda de referencia. La onda de referencia tiene la forma de la onda que se quiere en la tensión de salida. La onda triangular representa la frecuencia fija con la que los dispositivos de conmutación cambiarán de estado.

Para explicarlo de una manera más clara, si se observa una sola pata del convertidor de la figura 15, la que produce la fase “y”, y que tiene los IGBT con la denominación D1 y D2. La onda de referencia y la portadora estarán en comparación constante, cuando la referencia sea mayor, uno de los dispositivos, D1 por ejemplo deberá estar en ON y D2 en OFF, cuando la referencia sea menor, ambos dispositivos cambiarán de estado y harán que la tensión varíe entre $V_{dc}/2$ y $-V_{dc}/2$.

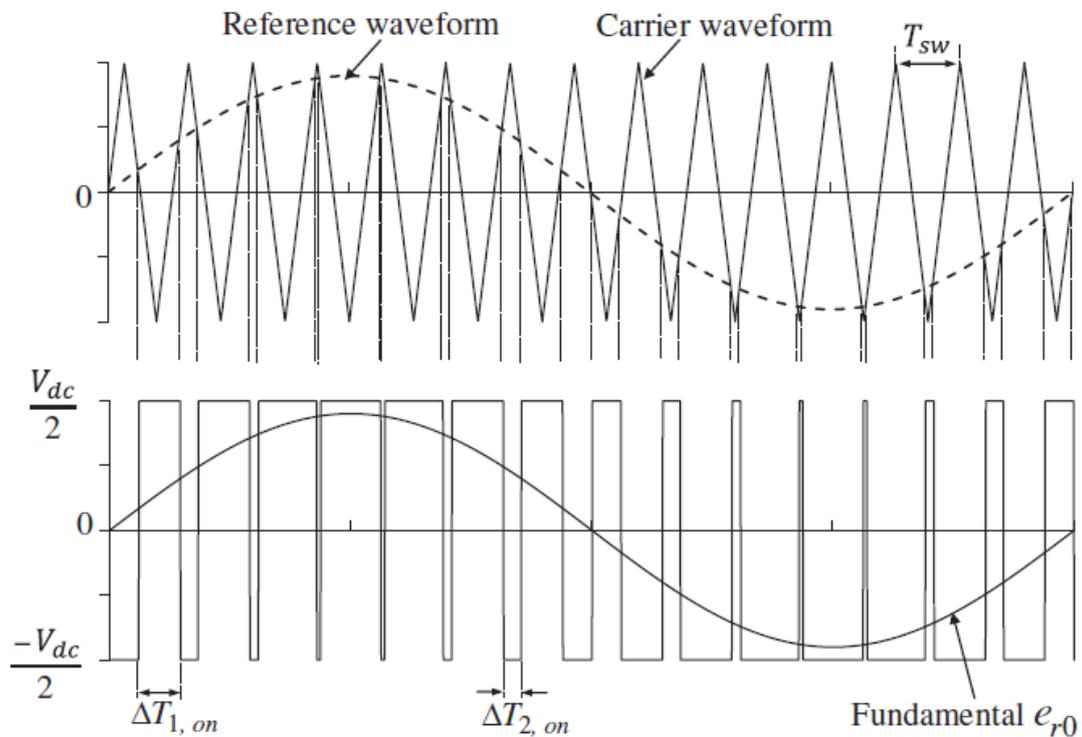


Figura 16. Generación de la onda AC utilizando una portadora basada en modulación por ancho de pulso. [15]

En la figura 16, se representa lo antes explicado, en la gráfica superior se puede observar la onda triangular y la onda de referencia, y como la triangular define el período de conmutación o switcheo (T_{sw}). En la gráfica inferior, se puede ver como el ancho de los pulsos varía y por tanto el período de ambos dispositivos de conmutación. Y se obtiene una onda fundamental, similar a la de referencia, que oscila entre los dos niveles de tensión del convertidor.

3.2.3 Control de Convertidores de Potencia

Luego de explicar los conceptos básicos sobre control vectorial, sobre la topología de un VSC bidireccional de 2 niveles y sobre la técnica de conmutación PWM, es momento de explicar la estrategia de control seguida por un convertidor VSC para determinar la forma de la onda de tensión de salida y así, poder determinar cuáles son los pulsos que deben enviarse a los dispositivos de conmutación de cada una de las tres fases para producir la onda trifásica deseada.

Para esto, se utiliza el convertidor VSC de la figura 15, como ya se dijo previamente, de acuerdo al flujo de corriente, este convertidor está trabajando como un inversor. Si se aplica la teoría de circuitos, se obtienen las siguientes ecuaciones para definir la



tensión:

$$\begin{bmatrix} e_r \\ e_y \\ e_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} i_r \\ i_y \\ i_b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 & 0 \\ 0 & L & 0 \\ 0 & 0 & L \end{bmatrix} * \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_r \\ i_y \\ i_b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_r \\ v_y \\ v_b \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$[e_{ryb}] = [R] * [i_{ryb}] + [L] * \frac{d}{dt} [i_{ryb}] + [v_{ryb}] \quad (6)$$

Donde e_{ryb} es la tensión de salida del inversor trifásico, i_{ryb} es la corriente de salida del inversor trifásico, v_{ryb} es la tensión trifásica en el capacitor del filtro y R, L son la resistencia e inductancia por fase del filtro del convertidor, respectivamente.

Las ecuaciones (5) y (6) definen cuales son los parámetros necesarios para poder calcular la tensión de salida del convertidor. Para poder determinar esta tensión en todo momento, y los pulsos necesarios en los dispositivos de conmutación para poder generarla, el convertidor utiliza lazos de control realimentados con la medición de la señal de tensión y corriente de salida del convertidor. A partir de la señal medida, se utilizan controladores para hacer que la señal de error calculada sea lo más cercana a cero.

Dentro del alcance de estudio de este trabajo, se ha definido trabajar con controladores proporcionales-integrales (PI) clásicos, existen controladores proporcionales resonantes que podrían resolver algunas desventajas que tienen los PI clásicos, pero estos no serán considerados. Estas desventajas son dos, el controlador PI no tiene la capacidad de seguir una señal de referencia trifásica sin un porcentaje de error significativo en estado estable y tiene una baja capacidad de rechazar perturbaciones. El comportamiento del integrador es inadecuado cuando las perturbaciones varían periódicamente, de ahí esa baja capacidad. Por tanto, resulta de gran conveniencia aplicar las transformaciones a distintos planos de referencia, que fueron explicadas previamente.

En este caso, se realiza una transformación al plano de referencia dq0 que gira a la velocidad de sincronismo, es decir a la velocidad angular generada por la frecuencia fundamental de la red (ω_s). Como se mostró en la Figura 14, esta transformación genera que las señales de tensión o intensidad trifásicas, se puedan tratar como dos magnitudes DC.

Esta transformación se puede apreciar en la Figura 17, donde v es el vector de tensión

de la señal medida y θ es el ángulo de separación entre el eje r del plano rby y el eje d del plano de referencia dq0.

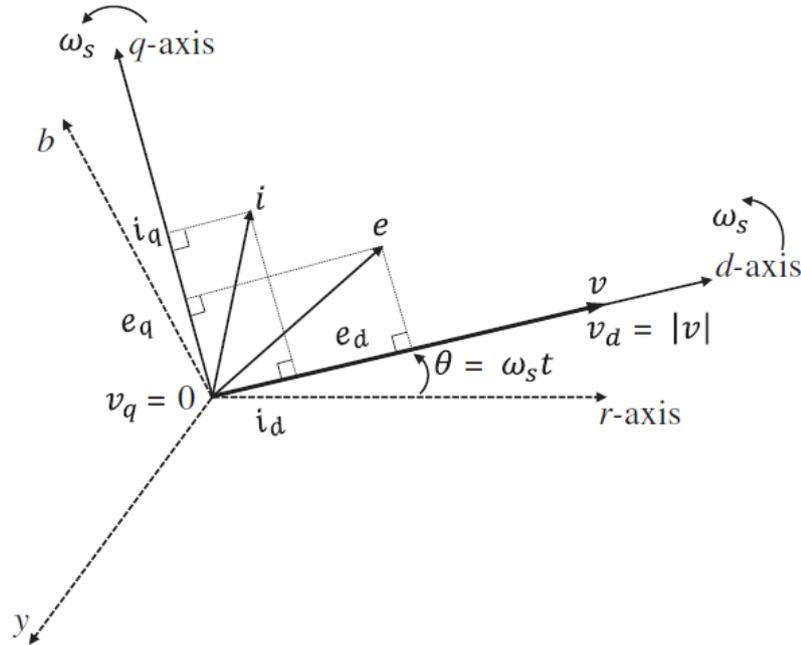


Figura 17. Vectores de un VSC inversor en el plano de referencia dq0 que gira a la velocidad de sincronismo. [14]

Al realizar la transformación, utilizando la matriz correspondiente, en las ecuaciones (5) y (6), y luego de aplicar ciertos principios matemáticos, se obtienen las siguientes expresiones:

$$e_d = R * i_d + L * \frac{d}{dt} i_d - \omega_s * L * i_q + v_d \quad (7)$$

$$e_q = R * i_q + L * \frac{d}{dt} i_q + \omega_s * L * i_d + v_q \quad (8)$$

Donde ω_s es la velocidad de sincronismo. Estas ecuaciones nos muestran que, en las tensiones de salida, existe una dependencia entre los ejes d y q, representada por los términos de acoplamiento mutuo $\omega_s L i_d$ y $\omega_s L i_q$ y también son el punto de partida para entender la filosofía de control de un convertidor VSC.

Aplicando la teoría de la potencia instantánea para la potencia activa y la potencia reactiva, y la transformación al eje dq0, se obtienen las siguientes expresiones:

$$P = \frac{3}{2} * [e_d * i_d + e_q * i_q] \quad (9)$$

$$Q = \frac{3}{2} * [-e_d * i_d + e_q * i_q] \quad (10)$$

La estrategia de control más utilizada para un VSC conectado a la red, es sincronizar el convertidor con la frecuencia de la tensión AC de la red a la que se conecta. Esta sincronización ocurre mediante una técnica denominada Lazo de Bloqueo de Fase (PLL por sus siglas en ingles) [3]. La figura 17 puede servirnos de apoyo para poder comprender que es lo que hace esta técnica, como se puede observar el eje d del plano de referencia dq0 está alineado con el vector de tensión de la señal medida y hace que la componente del eje q de la señal medida sea igual a 0, como se puede apreciar en la figura.

Es muy necesario señalar, que esta estrategia permite realizar un control independiente de la potencia activa y la potencia reactiva y de las tensiones AC y DC. Esto es muy importante para el objeto de estudio de este trabajo, ya que ese control independiente es el que ha permitido que el aerogenerador doblemente alimentado pueda dar apoyo en la regulación de la tensión de la red, inyectando potencia reactiva, a pesar de funcionar con una máquina asíncrona, que por concepto tendría que consumir potencia reactiva en todo momento. En futuras secciones se discutirá esto con mayor profundidad.

El PLL permite obtener el ángulo de referencia θ , necesario para poder sincronizarse con la red. El PLL es un sistema de control que genera una señal de salida con el mismo ángulo de fase de la señal que recibe, por esto debe recibir señal medida de la corriente y tensión de la red a la que se conecta, y con esto genera el ángulo que se utiliza en las transformaciones necesarias.

La filosofía de control de un VSC sincronizado con la red a la que está conectado, cuenta con dos lazos de control: uno externo y uno interno. Primero que nada, se debe tener en cuenta que el convertidor necesitará recibir ciertas señales de referencia o consigna en cuenta la potencia activa, la potencia reactiva o la señal de tensión que se quiere tener a la salida del convertidor. Estas consignas pueden venir ya sea de un control superior de un parque de energías renovables, de un operador de la red o de

algún dispositivo de seguimiento del punto de máxima potencia. Una vez definidas estas señales de consigna, son la primera entrada de información al lazo de control externo.

Es importante señalar que, como se mencionó anteriormente, con técnica del PLL una componente del plano dq es 0 y esto permite que se puedan simplificar las ecuaciones (9) y (10) y así controlar la potencia activa y reactiva de manera independiente y definidas de la siguiente manera:

$$i_d^{ref} = \frac{P^{ref}}{e_d} \quad (11)$$

$$i_q^{ref} = \frac{Q^{ref}}{e_q} \quad (12)$$

A partir de esos valores de consigna en las potencias, que también podrían ser valores de consigna de las tensiones AC y DC, se obtiene una señal de error luego de la comparación con los valores de potencia medidos a la salida del convertidor. Luego, utilizando un controlador PI para esa señal de error, se calculan los valores de consigna para las corrientes de plano dq, es decir i_d^{ref} y i_q^{ref} , necesarios para llevar esa señal de error a lo más cercano a cero posible. Y con esto se finaliza el lazo de control externo y estos valores de corriente ingresan al lazo de control interno.

Los valores de consigna del lazo de control interno, son comparados con los valores de corriente obtenidos de la red, que antes pasan por una transformación al plano dq0 utilizando el ángulo de referencia obtenido por el PLL, esta señal de error va a otro controlador PI y utilizando las ecuaciones (7) y (8) se obtiene los valores de consigna de la tensión de salida necesarios para llevar la señal de error al menor valor posible. Estos valores de tensión pasan nuevamente por una transformación, esta vez al plano abc trifásico y de esta manera obteniendo los valores de la onda de tensión de referencia con la que se generarán los pulsos del PWM que irán a los dispositivos de conmutación.

En la figura 18 se encuentra el diagrama de bloques del lazo de control interno y externo de un convertidor VSC, desde que ingresan las señales de consigna al lazo de control externo hasta que ingresa los valores de consigna de la onda de tensión en la lógica de conmutación del PWM.

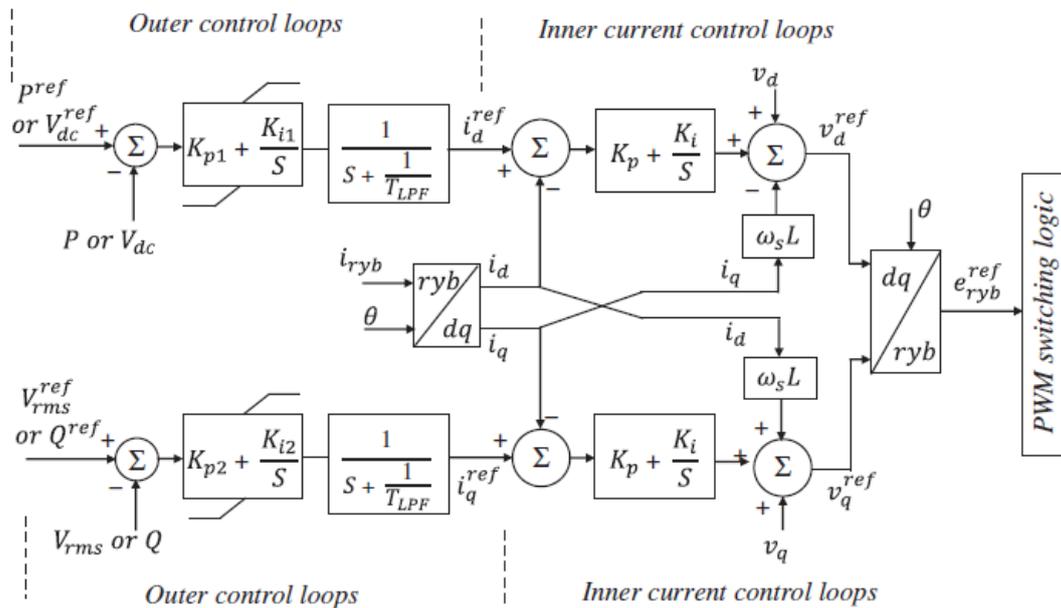


Figura 18. Lazo de control interno y lazo de control externo de un VSC

A modo de resumen, se presenta la figura 19, en esta se utiliza un diagrama de bloques para poder resumir toda la estructura de control de un VSC. Primero, a través de un control de la red o de un dispositivo de búsqueda del punto de máxima potencia, se fijan los valores consigna de potencia y tensión, con el lazo de control externo se obtienen los valores consigna de corriente y, por último, con el lazo de control interno se obtiene los valores de referencia para la modulación de la señal que irá al PWM.

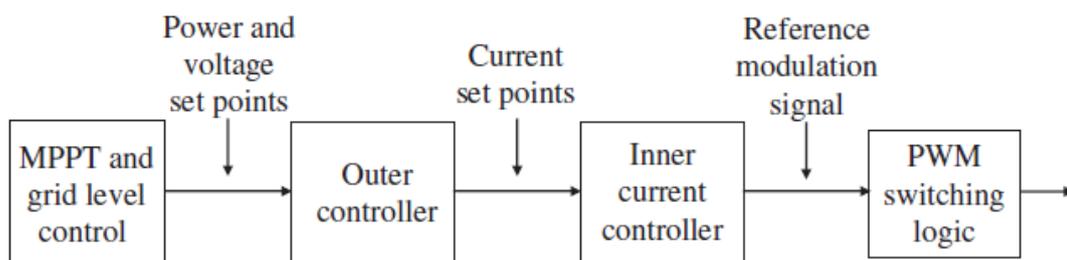


Figura 19. Estructura de control en cascada de un VSC [15]

3.3 Aerogenerador Doblemente alimentado

Luego de haber estudiado los conceptos básicos de generación de energía eólica, control de potencia extraída del viento y convertidores de potencia, es momento de analizar el generador y su funcionamiento. Se refiere al aerogenerador doblemente

alimentador (DFIG, por sus siglas en inglés).

El aerogenerador doblemente alimentado, también conocido como tipo 3, está compuesto por una maquina asíncrona, de rotor bobinado. A través de los anillos rozantes de ese rotor bobinado, se hace la conexión del convertidor de potencia a los bobinados del rotor. El convertidor de potencia es reversible y su otro extremo está conectado a la red, mientras que el estator está directamente conectado a la red, de ahí su nombre de doblemente alimentado, ya que cuenta con 2 conexiones a la red eléctrica donde entrega la potencia generada.

El aerogenerador cuenta con una caja multiplicadora, como medio de acople entre la turbina eólica y la maquina asíncrona. En la figura 20, se puede observar el aerogenerador doblemente alimentado con todo lo antes descrito, una máquina asíncrona, la turbina eólica, la caja multiplicadora, la conexión directa del estator a la red, el transformador que eleva a la tensión necesaria para la conexión a la red y la conexión del rotor a la red a través de un convertidor reversible de dos niveles, con estrategia de conmutación PWM. Se observa además el circuito del crowbar y el dc chopper, estas son protecciones destinadas a resguardar la integridad del convertidor de potencia y mantener el correcto funcionamiento de la máquina. En futuras secciones, se presentará a profundidad la función que cumplen, los tipos que existen y cuáles son sus desventajas.

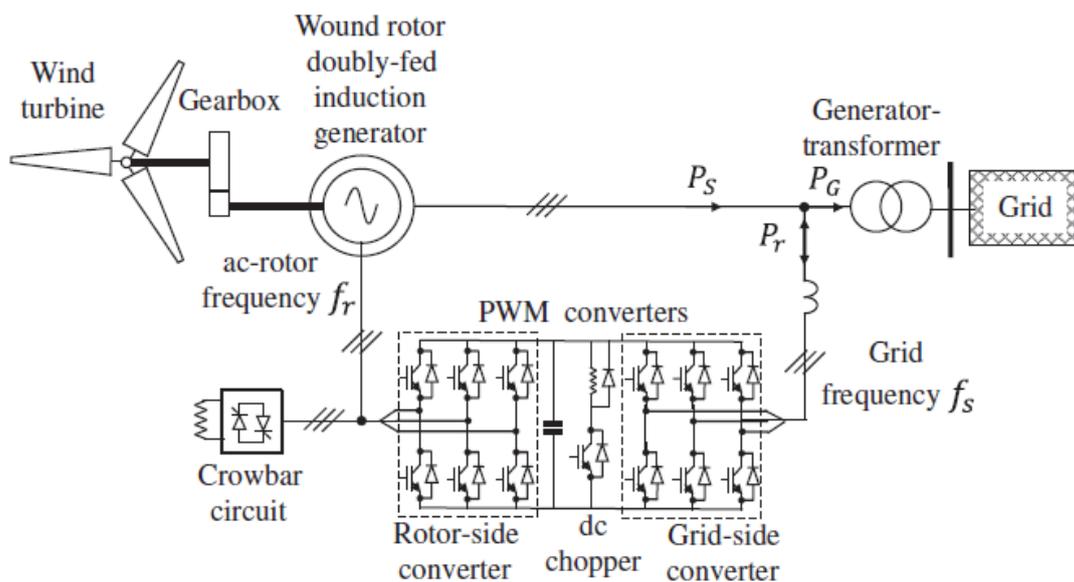


Figura 20. Aerogenerador tipo 3 doblemente alimentado de velocidad variable [15]



Para entender el funcionamiento del aerogenerador doblemente alimentado, es necesario repasar conceptos de máquinas asíncronas. Estas son máquinas que trabajan a velocidades muy cercanas a la velocidad de sincronismo, es decir la velocidad marcada por la frecuencia de la red y el número de pares de polos de la máquina, definida como sesenta veces la frecuencia en hercios, entre el número de pares de polos. Sin embargo, la máquina nunca llega a alcanzar la velocidad de sincronismo y la diferencia entre la velocidad de sincronismo y la velocidad a la que realmente gira el rotor es conocida como deslizamiento y está definida con la siguiente expresión:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (13)$$

Donde s es el deslizamiento, ω_s es la velocidad angular de sincronismo y ω_r es la velocidad angular de giro del rotor. Los valores del deslizamiento están entre 0 y 1, siendo 1 cuando la máquina está detenida y 0 si alcanzase la velocidad de sincronismo (en caso de que esto ocurriera, la máquina se detendría).

Otro concepto importante de definir de máquinas asíncronas, es que cuando trabajan por debajo de la velocidad de sincronismo, su funcionamiento es como motor, y cuando trabaja por encima de la velocidad de sincronismo, su funcionamiento es como generador. Cuando su funcionamiento es como generador, la máquina consume potencia durante su arranque hasta que se acelera por encima de la velocidad de sincronismo y revierte el flujo de potencia activa. Lo cual nos lleva a otro concepto que se debe tener en mente, la máquina asíncrona, siempre consume potencia reactiva de la red. Como era el caso del aerogenerador 1 y 2, que debían contar con equipos de compensación de reactiva para poder trabajar con factor de potencia de unidad.

Tomando en cuenta estos conceptos y tomando en cuenta la variabilidad en la velocidad del viento, un aerogenerador con una máquina asíncrona tendría muchos problemas para entregar energía a una tensión y frecuencia constante, tendría que trabajar en un rango de velocidades de viento limitado y aun así sufrir desgaste mecánico de los cambios de velocidad, como es el caso del aerogenerador tipo 1. Un poco de esto podría mitigarse, pero no sin comprometer la eficiencia de la máquina, como con el aerogenerador. Con el aerogenerador tipo 3, se utiliza una solución similar a la que en control de motores asíncronos se denomina Scherbius Estático [8], que consiste en conectar un convertidor reversible desde los devanados del rotor hasta la red eléctrica, donde está conectado directamente el estator.

El funcionamiento del convertidor y la máquina doblemente alimentada se puede



resumir de manera sencilla, cuando la velocidad del viento le permite trabajar por encima de la velocidad de sincronismo, funciona como una máquina de inducción normal. Para poder ampliar el rango de velocidades en los que la máquina puede operar, en caso que la velocidad del viento aumente, parte de la potencia generada es entregada a la red a través de los devanados del rotor, pasando por el convertidor de potencia. Esto permite continuar entregando a través del estator, un suministro de energía con tensión y frecuencia estables, ya que, con esa parte de energía evacuada a través del rotor, se disminuye el torque generado.

Esta configuración no solo permite un aumento en el rango de velocidades por encima de la velocidad de sincronismo, si no que, también permite que el aerogenerador continúe generando energía a velocidades por debajo de la velocidad de sincronismo. Como se ha mencionado previamente, por debajo de la velocidad de sincronismo, una máquina asíncrona funciona como un motor. Normalmente cuando a velocidad del rotor llega a la de sincronismo y el deslizamiento se hace cero, si la velocidad continúa disminuyendo, el deslizamiento empieza a aumentar, pero la máquina empieza a consumir potencia de la red a la que se conecta y a funcionar como un motor. Pero con la máquina doblemente alimentada no funciona de esta manera. Al empezar a descender la velocidad del viento, el convertidor empieza a consumir potencia de la red y a llevarla hasta los devanados del rotor y esto permite al estator continuar entregando energía a una tensión y frecuencia estables. Se puede decir, que la potencia faltante que no está siendo entregada por el viento, se consume de la red para mantener la máquina funcionando [3].

De lo explicado anteriormente, se puede deducir la importancia de que el convertidor sea reversible o bidireccional, ya que el flujo de potencia en el mismo puede ser en ambos sentidos. Es por eso que en la figura 20, la P_r que es la potencia del rotor tiene una flecha en ambos sentidos, mientras la P_s que es la potencia del estator tiene una única dirección. Es importante señalar que, como es lógico, en velocidades superiores a la velocidad de sincronismo, la máquina entrega mayor potencia, aun cuando el rotor consume energía de la red, este consumo siempre es menor que la energía que se está entregando a través del estator, por tanto, la máquina en su conjunto, continúa generando energía. Es por eso que la P_g , que representa la potencia generada, tiene una flecha en solo un sentido.

Otra cosa importante que se puede ver en la figura 20, y que más adelante se explicará con más detalle, es que las corrientes que entran o salen del rotor, son a una frecuencia distinta a la de la red, estas son a una frecuencia que depende del deslizamiento de la máquina. Es por eso que el convertidor, deberá convertir esas

frecuencias a la frecuencia de la red cuando entrega potencia, o convertir la frecuencia de la red a las frecuencias necesarias en el rotor para continuar generando energía, dependiendo del flujo de corriente del momento.

Con lo explicado anteriormente se puede deducir dos de las ventajas más importantes del aerogenerador doblemente alimentado. La primera, es que puede trabajar en un amplio rango de velocidades de viento y la segunda, es que no toda la potencia generada pasa por el convertidor de potencia. Esto tiene un impacto en el dimensionamiento del convertidor y por tanto el precio global de la máquina. En general, el convertidor del aerogenerador doblemente alimentado está dimensionado para aproximadamente el 30% de la potencia nominal de la máquina. [16]

En general, son varias ventajas del aerogenerador tipo 3, especialmente si se compara con sus antecesores los aerogeneradores tipo 1 y 2. Estas son las más importantes [1]:

- ✓ Capacidad para controlar el factor de potencia, lo cual permite al aerogenerador dar apoyo en las labores de regulación de tensión.
- ✓ El convertidor de potencia y sus filtros están dimensionados para el 30% de la potencia nominal, esto representa una mejora en el costo del equipo, el espacio que ocupa y su peso.
- ✓ Mejoras en el sistema de eficiencia, ya que al no tener las resistencias que tiene el aerogenerador tipo 2 y también al tener un convertidor dimensionado para solo el 30% de la potencia se reducen las pérdidas por conmutación y se reducen la cantidad de armónicos que genera.
- ✓ Capacidad de trabajar en un amplio rango de velocidades, aproximadamente un 30% arriba y debajo de la velocidad de sincronismo. [6]
- ✓ Eliminación de la unidad de compensación de energía reactiva.

Como no podía ser de otra manera, el aerogenerador también cuenta con una serie de desventajas o desafíos por resolver, siendo los más importantes los siguientes:

- ✓ La conexión del estator directamente a la red eléctrica le hace ser más sensible a las perturbaciones y faltas de la red, como por ejemplo los huecos de tensión. Esto se explicará mejor en próximas secciones.
- ✓ Los anillos rozantes, necesarios para la conexión del convertidor a los devanados del rotor, implican mayores labores de mantenimiento.
- ✓ Rizado de la tensión DC y oscilaciones en el torque que producen desgastes en la caja multiplicadora.

3.3.1 Comportamiento en Estado Estable

En una máquina doblemente alimentada, excitada en sus devanados trifásicos con



corrientes AC, como la descrita en la sección anterior, se cumple el principio representado en la siguiente ecuación [15]:

$$f_{estator} = \left(\frac{\Omega_r * p}{60} \right) \pm f_{rotor} \quad (14)$$

Donde $f_{estator}$ es la frecuencia de la tensión inducida en el estator en Hz, esta frecuencia es fija y esta marcada por la frecuencia de la red, f_{rotor} es la frecuencia de las corrientes que circulan por los bobinados del rotor, p es el numero de pares de polo de la maquina y Ω_r es la velocidad de giro del rotor en rpm.

A través de las expresiones (13) y (14), se puede definir la siguiente ecuación que relaciona las frecuencias del estator con las frecuencias en las corrientes del rotor a través del deslizamiento de la máquina [3]:

$$f_{rotor} = s * f_{estator} \quad (15)$$

En (14) se observa que la frecuencia de velocidad de giro del rotor es igual a la frecuencia del estator más la frecuencia de las corrientes del rotor. El signo de la frecuencia de las corrientes del rotor, dependerá de en cual, de sus dos modos de operación, introducidos en la sección anterior, este operando [1] [15]:

- ✓ Modo super síncrono: recibe este nombre cuando está operando a una velocidad por encima de la velocidad de sincronismo. En este modo de operación se entrega potencia por el estator y el rotor, el deslizamiento es de signo negativo y las corrientes en el rotor son de secuencia negativa y crean un campo magnético que gira en dirección contraria al giro del rotor, esto disminuye el torque generado y permite que se continúe entregando potencia a través del estator con una frecuencia y tensión estables. La potencia que entrega el rotor, es transformada por el convertidor en la tensión y frecuencia de la red.
- ✓ Modo sub síncrono: recibe este nombre cuando está operando a una velocidad inferior a la velocidad de sincronismo. En este modo de operación se entrega potencia únicamente por el estator, el deslizamiento es de signo positivo y las corrientes en el rotor crean un campo magnético que gira en la misma dirección al giro del rotor, en este caso el convertidor consume potencia de la red aumenta el torque generado y permite que se continúe entregando potencia a través del estator con una frecuencia y tensión estables. El rotor toma de la



red, la potencia faltante que no se está obteniendo del viento. La potencia que consume el rotor, es transformada por el convertidor en la tensión y frecuencia necesarias en el rotor.

Es importante mencionar que, como se ha dicho anteriormente, los convertidores también son capaces de afectar el ángulo de fase y esto es lo que permite también actuar sobre la fuente de tensión interna y controlar el flujo de potencia activa y el flujo de potencia reactiva. Con la magnitud de las corrientes del rotor, se controla la potencia reactiva y con el ángulo fase la potencia activa.

Si se analiza el circuito del aerogenerador doblemente alimentado en estado estable, se puede encontrar más parámetros que está directamente relacionados con el deslizamiento de la máquina. Iniciando el análisis por el circuito del estator, se tendrá la siguiente expresión:

$$V_s - E_s = (R_s + X_{\sigma s}) * I_s \quad (16)$$

Donde V_s es la tensión en las terminales del estator, E_s es la fuerza electromotriz inducida en los devanados del estator, R_s la resistencia del estator, $X_{\sigma s}$ es la impedancia de fuga del estator, que tiene un valor fijo ya que depende de la frecuencia de la red, e I_s que es la corriente que circula por los devanados del estator. Las tensiones y corrientes están a la frecuencia del estator.

Aplicando el mismo análisis con el circuito del rotor:

$$V_r' - E_r' = (R_r' + X_{\sigma r}') * I_r' \quad (17)$$

Donde V_r' es la tensión en las terminales del rotor, E_r' es la fuerza electromotriz inducida en los devanados del rotor, R_r' la resistencia del rotor, $X_{\sigma r}'$ es la impedancia de fuga del rotor, que tiene un valor variable ya que depende de la frecuencia de las corrientes del rotor, e I_r' que es la corriente que circula por los devanados del rotor. Las tensiones y corrientes están a la frecuencia del rotor.

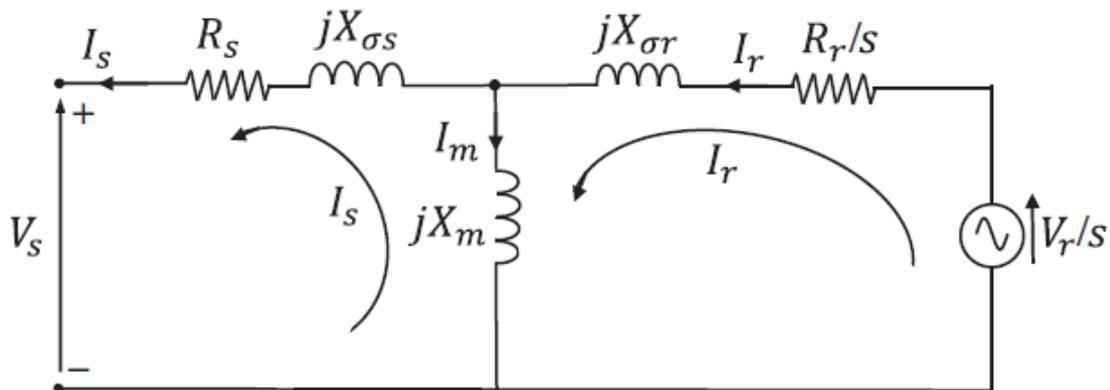


Figura 21. Circuito equivalente de la máquina doblemente alimentada referido al estator [15]

El hecho de que ambos circuitos estén en frecuencias distintas, vuelve bastante complejo el análisis más profundo de la máquina. Es por esto que se trabaja con un circuito equivalente en el que las magnitudes del rotor se refieren al estator a través de la relación que existe entre el número de vueltas de los bobinados del rotor y estator, para luego aplicar la relación que existe entre las fuerzas electromotrices que se inducen en el estator y en el rotor, que se relacionan a través del deslizamiento, para poder llegar al circuito equivalente de la figura 21.

En este circuito equivalente, las magnitudes están a la frecuencia de la red, por tanto, las impedancias tienen un valor fijo y se observa que la resistencia del rotor y la tensión en sus terminales dependen del deslizamiento, es decir de la velocidad de giro del rotor.

3.3.2 Control de Convertidores de la máquina doblemente alimentada

El convertidor completo de la máquina doblemente alimentada está compuesto por el convertidor que está del lado del rotor (RSC por sus siglas inglés), el convertidor del lado de la red (GSC por sus siglas inglés), un bus DC compuesto por un capacitor que es el enlace entre ambos convertidores y los filtros de cada convertidor. La función del bus DC es mantener la tensión constante en terminales, usando la energía almacenada en el capacitor. [3]

En secciones anteriores, se explicaron los conceptos de control vectorial y las transformaciones aplicadas, así como los lazos de control de un convertidor. Existen distintas formas de como coordinar el control de ambos convertidores y en cual plano de referencia debe trabajar cada uno, especialmente durante una falta. En estado estable la convención utilizada dice que, el RSC controla el flujo de potencia activa y reactiva del estator de la máquina, actuando sobre la magnitud, frecuencia y ángulo de

fase de las corrientes del rotor. El RSC opera en el plano de referencia del flujo del estator. Con el GSC se controla la tensión del bus DC y se da soporte de potencia reactiva adicional durante las faltas. El GSC opera en el plano de referencia de la tensión del estator.

Una vez realizada las transformaciones al plano de referencia dq0 correspondiente, se utiliza la corriente de cada uno de los ejes para controlar una magnitud diferente [17] [18]:

- ✓ Con la componente i_d del RSC se controla la potencia activa.
- ✓ Con la componente i_q del RSC se controla la potencia reactiva.
- ✓ Con la componente i_d del GSC se controla la tensión del bus DC.
- ✓ Con la componente i_q del GSC se controla la potencia reactiva adicional durante una falta.

En la figura 22 se puede observar el sistema de control completo del aerogenerador doblemente alimentado, con cada una de las partes que han sido previamente descritas. Se puede observar el control del ángulo de pitch, que recibe la referencia del módulo de control de frecuencia y la medición de la velocidad angular de la turbina, para luego enviar el comando a las palas de la turbina eólica. Este módulo de control de frecuencia envía la referencia de potencia activa al RSC y recibe los valores de velocidad del viento y gradiente de frecuencia. El RSC también recibe el valor de consigna de la potencia reactiva, que puede venir del operador del parque o de la red, y los valores medidos de potencia para luego generar los pulsos necesarios en el PWM. De igual forma opera el GSC, pero con los valores de tensión DC y de potencia reactiva adicional.

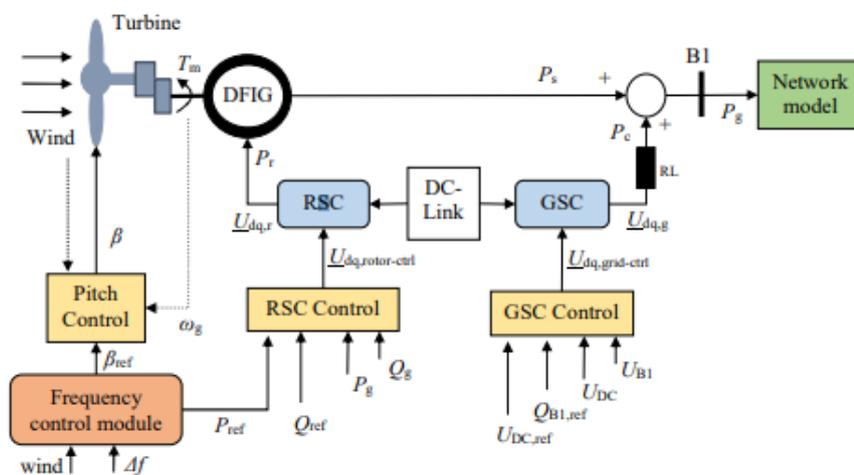


Figura 22. Esquema de control del aerogenerador doblemente alimentado [19]

3.3.3 Comportamiento en Falta de la máquina doblemente alimentada

Previamente, se mencionó que uno de los inconvenientes de la máquina doblemente es que la conexión directa del estator a la red, la vuelve más sensible a huecos de tensión, cortocircuitos u otro tipo de perturbaciones de la red.

En [2] [20] [21] se encuentran conceptos y expresiones para definir el comportamiento en falta del aerogenerador y por qué esa conexión directa al estator le vuelve más vulnerable a las perturbaciones. También abordan las estrategias que tiene la máquina para continuar conectada durante estas perturbaciones, pero ese tema será abordado en futuras secciones.

Ante la aparición de un hueco de tensión, se producen sobrecorrientes en la máquina. Es importante mencionar que, aunque estas sobrecorrientes podrían, en teoría, dañar los bobinados del rotor o el estator, el equipo que puede llegar a ser más vulnerable es el convertidor de potencia. Los dispositivos semiconductores tienen muy poca tolerancia térmica a una sobre corriente. El problema es que, a pesar de que la sobre corriente se produce en el estator, por su conexión directa a la red, esta es capaz de inducirse en los bobinados del rotor y de esta manera llegar a los convertidores. Al riesgo antes mencionado, se agrega también la posibilidad de que la carga adicional de energía al capacitor del bus DC le provoque una sobretensión con el potencial de dañarlo. [2]

La tensión que el estator induce al rotor es proporcional al flujo que la produce, en [22] se encuentra un análisis de ese flujo en régimen permanente y en [17] se encuentra un análisis de los flujos que se producen durante la falta. Esta tensión inducida, pasa al plano de referencia del rotor y es la suma de las tensiones producidas por cada uno de los siguientes flujos [3]:

- ✓ Flujo directo: su magnitud es proporcional al deslizamiento, su frecuencia es la del deslizamiento y esta producido por la componente directa de la tensión del estator.
- ✓ Flujo libre: es un transitorio producido por el hueco de tensión y que decae con el tiempo. Su frecuencia es la misma del giro del rotor y es proporcional a la magnitud del hueco.
- ✓ Flujo inverso: es el que produce una tensión mayor, ocurre solo en huecos asimétricos y es producido por la componente inversa que aparece en el momento del desbalance en la tensión del rotor.

De esta forma, se puede concluir que las sobrecorrientes que puede salir del rotor hacia los convertidores y dañarlos, cuenta con el aporte de esta tensión inducida por el estator durante el hueco. [3]



3.3.4 Protecciones para el convertidor de la maquina doblemente alimentada

Ante la problemática, previamente planteada, de los posibles daños al convertidor por las sobrecorrientes del aerogenerador doblemente alimentado, se han planteado y continúan surgiendo distintas soluciones. En esta sección, se enfocará en los dos sistemas de protecciones del convertidor más utilizadas y que evitan que se produzca el daño en este. [2]

Previamente, se ha explicado que los dos riesgos más importantes son las sobrecorrientes en el rotor que pueden dañar los semiconductores del convertidor y las sobretensiones en el bus dc que puede dañar el convertidor.

El circuito crowbar se conecta en paralelo entre las terminales del rotor y el RSC, como ya se ha mostrado en la figura 20, consiste en una resistencia que, en caso de un hueco de tensión producido por una falta en la red, se activa para que las sobrecorrientes en el rotor fluyan por la resistencia en lugar de ir al convertidor. [23]

La resistencia del crowbar debe ser lo suficientemente grande para poder disipar la sobre corriente, pero a la vez un valor demasiado alto podría ocasionar unas sobretensiones que de igual forma dañarían el convertidor. Es por esto que la selección del valor de esta resistencia es de importancia para el correcto funcionamiento de la máquina. Adicional a esto, se han ido incorporando mejoras al circuito, pasando de un crowbar pasivo a un crowbar activo, con la capacidad de conectarse y desconectarse al tener valores normales de corriente y permitir al RSC tomar nuevamente el control [24]. Incluso en [25] se presenta el diseño de un crowbar monofásico y la comparativa de su funcionamiento con el crowbar trifásico convencional.

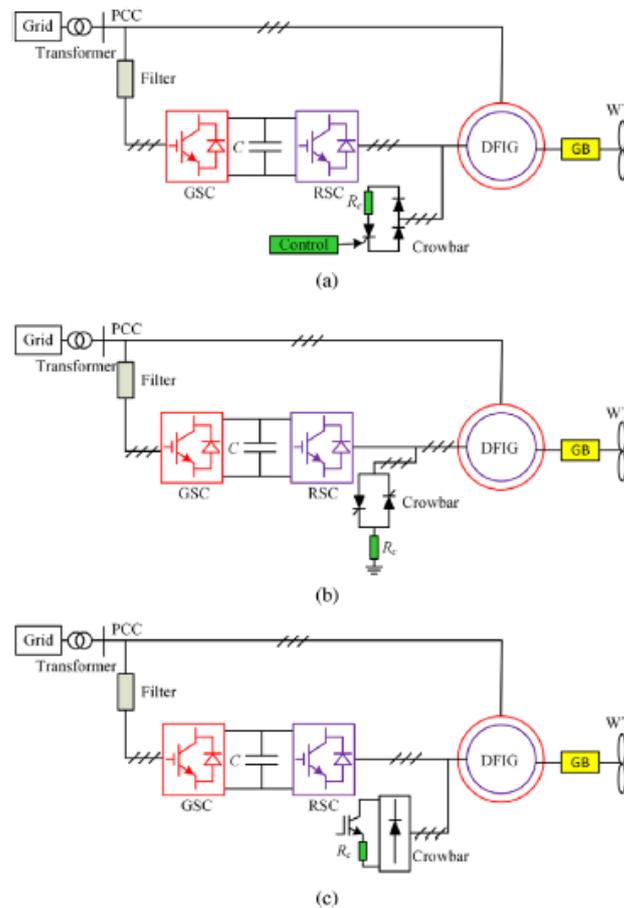


Figura 23. Tecnologías de crowbar activo (a) puente de diodos (b) tiristores en antiparalelo (c) crowbar DC trifásico [23]

En la figura 23, se presentan las tres tecnologías más utilizadas de crowbar activo: el crowbar con puente de diodos, el crowbar con tiristores en anti paralelo y el crowbar DC trifásico.

Para solucionar el problema de las sobretensiones en el capacitor del bus DC, se utiliza un DC chopper que consiste en una resistencia, conectada en serie con el capacitor para mantener la tensión del bus DC constante. Esta resistencia es capaz de soportar la energía adicional producida por el transitorio de corriente del rotor. Para lograr mantener la tensión constante, la resistencia está siendo conectada y desconectada por un IGBT, que en condiciones normales permanece abierto, pero cuando la tensión DC supera cierto umbral, cierra y conecta la resistencia para disipar la energía. [26]

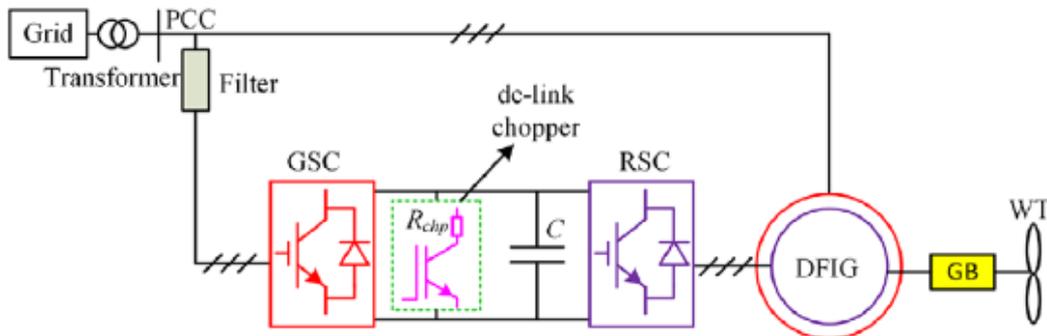


Figura 24. Diagrama esquemático del DC Chopper [23]

En la figura 24, se presenta el diagrama esquemático del DC Chopper tradicional. Adicional a este, aunque aún no tienen uso comercial, se está proponiendo el uso un DC chopper basada en superconductores.

3.4 Estrategia del DFIG ante Huecos de Tensión

Los huecos de tensión es la disminución repentina de la tensión en una o más durante un periodo corto de tiempo, causados por sobre corrientes de corta duración que fluyen por la red eléctrica. Se consideran huecos de tensión cuando se desciende el 90% de la tensión nominal. Son de las perturbaciones más comunes en la red eléctrica. Pueden tener distintos orígenes, siendo los más comunes en parques eólicos los cortocircuitos en las redes de transporte, la conexión de grandes transformadores y, en menor medida, los fallos en reguladores de tensión instalados en redes de transporte o distribución [17].

Los huecos pueden ser trifásicos o asimétricos. En los huecos trifásicos, las tres fases disminuyen tensión en la misma proporción y durante el mismo tiempo. No se produce desbalance en la tensión. En cambio, en los huecos asimétricos si hay un desbalance de tensión. Estos últimos suelen ser los más frecuentes y los que afectan en mayor medida la estabilidad del aerogenerador doblemente alimentado. En [27], se demuestra como las faltas que provocan huecos asimétricos, complican que el aerogenerador mantenga el control y la estabilidad en su salida de corriente y potencia activa y reactiva. Se genera un problema ante el control simultaneo de diversos objetivos.

El enfoque de este trabajo es el comportamiento del aerogenerador doblemente alimentado durante huecos de tensión, en las futuras secciones se abordarán las estrategias utilizadas ante huecos de tensión simétricos y asimétricos.

Previamente, la estrategia de los parques eólicos era desconectarse durante un hueco de tensión para poder evitar todas las consecuencias en los convertidores, descritas en



la sección anterior. Cuando la penetración de energías renovables empezó a aumentar de manera considerable, esta desconexión se convirtió en un problema para la red, ya que esa pérdida de generación durante los huecos, aumentaba su propagación, profundidad y duración. Este problema, también existía con los parques de generación fotovoltaica y otras fuentes de generación basadas en convertidores de potencia, que poco a poco han ido aumentando en cantidad, provocando la disminución de los generadores síncronos convencionales.

Debido a esto, se ha vuelto un requerimiento importante para los parques eólicos que los aerogeneradores se mantengan conectados durante el hueco de tensión y no se desconecten. A esta capacidad, se le conoce como “low voltage ride through (LVRT, por sus siglas en inglés)”. Este concepto apareció por primera vez en la literatura en el 2003 y durante los últimos quince años ha sido objeto de estudio [23]. Los parámetros de los requerimientos pueden variar, dependiendo del código de red de cada país, pero de manera general lo que se pide es lo siguiente [3] :

- ✓ Mantenerse conectados durante el hueco de tensión.
- ✓ Inyectar potencia reactiva para apoyar en el restablecimiento de la tensión.
- ✓ Regresar a condiciones de operación normal luego de la falta.

Durante una falta, un generador síncrono es capaz de inyectar una corriente de cortocircuito de hasta 5 veces su corriente nominal, lo cual contribuye a la regulación y estabilidad de la frecuencia y tensión de la red. En ese sentido, los convertidores de potencia son bastante más limitados ya que solamente pueden inyectar su corriente nominal y en algunos casos, un 10%-15% de sobrecarga. Los dispositivos semiconductores y el capacitor del bus DC no son capaces de soportar más, y sobredimensionarlos para apoyar durante una falta, no resulta factible por el incremento de costo que representaría.

3.4.1 Estrategias LVRT

Luego de explicar los conceptos de hueco de tensión y de LVRT, es momento de analizarlos desde la perspectiva del aerogenerador doblemente alimentado. Como se mencionó, para proteger a la máquina de las sobrecorrientes producidas por los huecos de tensión se utiliza el crowbar. En el momento que el crowbar se activa, las sobrecorrientes que salen de los bobinados del rotor, circulan por la resistencia de este y no por el RSC. Al hacer eso, prácticamente se está cortocircuitando los bobinados del rotor. Esto, nos dejaría ante una máquina de inducción normal, siendo una de las características de esta, su consumo de energía reactiva. Si el aerogenerador, en lugar de entregar potencia reactiva para apoyar a la recuperación de la tensión, como lo plantean los requerimientos del LVRT, empieza a consumir energía reactiva estará

contribuyendo a la propagación y aumento de magnitud y duración del hueco de tensión.

Ante este problema, fue que surgió el planteamiento del crowbar activo y su uso en coordinación con el DC chopper. La conexión y desconexión del crowbar permite al RSC retomar el control del aerogenerador e inyectar potencia reactiva a la red.

Dependiendo de la severidad de la falta, el comportamiento del crowbar puede ser distinto. En faltas de poca severidad, puede no llegar a ser necesaria su activación y se entrega la corriente de cortocircuito requerida, con un funcionamiento similar al aerogenerador tipo 4. En faltas muy severas, el crowbar puede activarse permanentemente provocando el problema de la máquina de inducción común. En todas las faltas intermedias, el comportamiento no lineal de las protecciones del convertidor, resulta en comportamiento complejos. [2]

Por todo lo antes descrito, es que han surgido diversas estrategias LVRT para el aerogenerador doblemente alimentado, que involucran soluciones alternativas o complementarias al uso del crowbar y el chopper. En [28] [29] y [30] se presentan estudios y simulaciones del aerogenerador doblemente alimentado con el crowbar activo, en donde se confirma lo mencionado en el párrafo anterior, en algunas circunstancias el comportamiento es satisfactorio, pero en algunos escenarios no cumple con los requerimientos LVRT.

El crowbar y el chopper se podrían englobar en una categoría de soluciones LVRT de hardware, pero no son las únicas dos, también se pueden mencionar [23]:

- ✓ Resistencia en serie con interruptor dinámico (SDBR, por sus siglas en inglés): consiste en una resistencia con un IGBT en paralelo que se conectan entre el aerogenerador y la red. Es capaz de mejorar la tensión de la red para poder cumplir con los requerimientos LVRT.
- ✓ Limitador de la corriente de falta (FCL por sus siglas en inglés): es usado para restringir la corriente de falta hasta un rango apropiado, introduciendo una inductancia en serie en el camino de la falta. Se conecta entre el RSC y las terminales del rotor.

Otra alternativa utilizada son los dispositivos FACTS para hacer una compensación de reactiva en el punto de conexión del parque eólico. De esta forma se cumple con los requerimientos LVRT de inyección de reactiva y se disminuye el hueco de tensión que puede provocar daño a los aerogeneradores. La compensación puede ser en paralelo o en serie, siendo el SVC y el STATCOM los más utilizados para la compensación en paralelo. En cuanto a la compensación en serie, se puede utilizar un DVR.

En [23], [24] se presentan también las soluciones denominadas de software. Estas

últimas representan una solución menos costosa al no requerir un equipo de hardware externo pero que su utilización a nivel comercial aún significa un reto. Algunas de las técnicas sugieren modificaciones en el control vectorial de los convertidores e incluso sugieren la adición de una resistencia virtual e incluso se presenta un apartado de técnicas avanzadas de control, todas con el objetivo de permitir al aerogenerador doblemente alimentado cumplir con los requerimientos de LVRT.

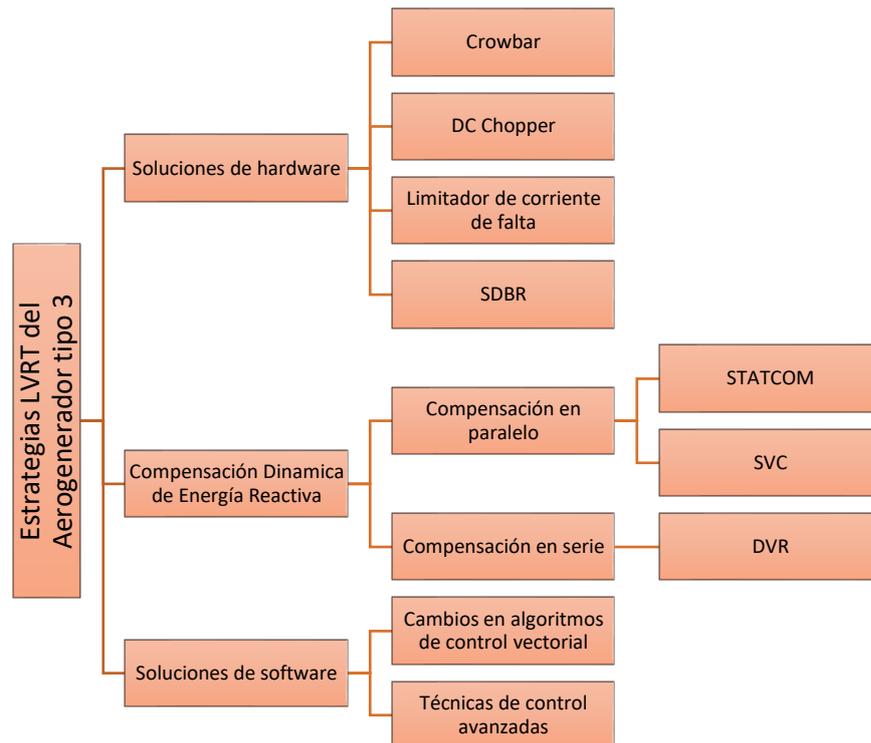


Figura 25. Estrategias LVRT del aerogenerador doblemente alimentado

En la figura 25, se presenta un esquema para resumir las distintas estrategias LVRT para el aerogenerador doblemente alimentado. En [26], se presenta una explicación sobre las estrategias LVRT que siguen otros tipos de aerogeneradores, además de las antes mencionadas para el tipo 3.

3.4.2 Requerimientos de los códigos de red

Los códigos de red de cada país comparten el mismo objetivo. Mantener permanentemente el suministro de energía eléctrica y hacerlo en los niveles de calidad esperados. Para esto, el operador de la red se encarga de hacer un balance entre demanda y generación, pero necesita de la participación activa de los grandes usuarios del sistema, tanto generadores como cargas, para garantizar la seguridad del sistema.

En la sección anterior, se explica cómo años atrás a los parques eólicos se les permitía desconectarse de la red, en caso de un hueco de tensión, para proteger los



aerogeneradores y equipos eléctricos. Esto cambió porque a medida que la penetración de los parques eólicos aumentaba, su integración a la red se convirtió en una preocupación en términos de estabilidad de tensión para los operadores de red. Por esta razón, se empezó a requerir en los códigos de red de cada país, que en caso de falta los parques eólicos se mantuvieran conectados (LVRT) y que contribuyeran con la inyección de energía reactiva a la recuperación de la tensión. Es necesario mencionar que los códigos de red tienen otros requerimientos para los parques eólicos, por ejemplo, con respecto al rango de frecuencia que deben mantener o la potencia activa que deben manejar, pero en el enfoque de este trabajo está en la capacidad del aerogenerador doblemente alimentado de mantenerse conectado y contribuir con esa inyección de potencia reactiva, que ahora le requieren los códigos de red, con especial énfasis en el código de red de España.

Dependiendo del país, el código de red puede cambiar y algunos parámetros o límites que establecen, puede ser más estrictos en unos países que en otros. En [31], se puede encontrar una investigación sobre la capacidad del aerogenerador doblemente alimentado de cumplir con el requerimiento LVRT en cuanto al tiempo que solicitan se mantenga conectado en diferentes códigos de red. Se concluye la necesidad de utilizar técnicas de hardware eficientes para proteger el control y para que la máquina cumpla sin sufrir daños-

En la figura 26, se puede observar la gráfica de los requerimientos LVRT de distintos países y su respectivo resumen se presenta en la Tabla 1. Se puede ver que algunos países como Japón, USA y China son los que requieren que se soporte la mayor duración de la falta, mientras que otros como Alemania, Bélgica y Canadá, exigen la capacidad de soportar que la tensión caiga hasta 0 p.u.

España e Italia tienen números similares y se podría decir tienen valores menos rigurosos que los antes mencionados. Exigen soportar durante 500 ms, un hueco de tensión con un valor que puede llegar hasta los 0.2 p.u.

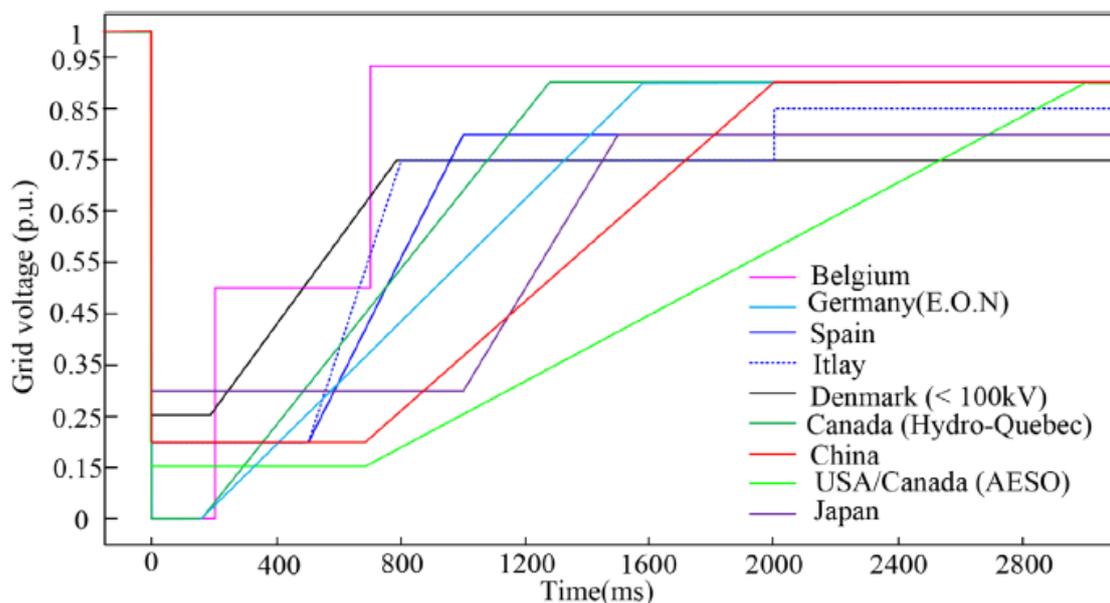


Figura 26. Requerimientos LVRT en distintos códigos de red: la tensión de la red en el eje x y el tiempo en el eje y. Los países, ordenados de arriba abajo son: Bélgica, Alemania, España, Italia, Dinamarca, Canadá, China, USA y Japón. [23]

País	Duración de la falta (ms)	Tensión de la red (p.u.)	Recuperación de tensión (ms)
Bélgica	200	0	700
Alemania	150	0	1500
España	500	0.2	1000
Italia	500	0.2	800
Dinamarca	140	0.25	750
Canadá	150	0	1000
China	625	0.2	2000
USA/Canada	625	0.15	3000
Japon	1000	0.3	1500

Tabla 1. Tabla Resumen de los requerimientos LVRT de distintos códigos de red. [23]

En cuanto al requerimiento de inyección de potencia reactiva luego del hueco de tensión, el código de red de España establece criterios con respecto a la inyección de corriente de secuencia directa y la inyección de corriente de secuencia inversa. Previamente se mencionó, que en los huecos de tensión asimétricos, debido al desbalance en las tensiones, aparece una componente de tensión de secuencia inversa, que se reduce con la inyección de corriente de secuencia inversa.

El código de red de España plantea los siguientes requerimientos sobre la inyección de corriente reactiva [32]:

- ✓ El módulo del parque eólico debe utilizar un control proporcional continuo para inyectar una corriente reactiva que sea proporcional a la magnitud del hueco de tensión, tanto para la corriente reactiva de secuencia directa y corriente reactiva de secuencia inversa. También plantea los límites de la corriente reactiva que se puede inyectar, que están limitados por la capacidad de los convertidores de potencia. En la figura 27, se muestran las gráficas con las ganancias proporcionales a aplicar y los límites de las corrientes reactivas.
- ✓ El parque no está obligado a aplicar el control para inyección de corriente si previo al hueco de tensión estaba produciendo menos del 5% de potencia.
- ✓ El tiempo para iniciar la inyección es de un máximo de 20 ms.
- ✓ El tiempo requerido desde el inicio de la inyección hasta alcanzar el 90% de la respuesta es del 90%.
- ✓ Para la potencia activa el tiempo de restablecimiento requerido, en caso de un hueco de tensión inferior a un 80% de profundidad, la potencia activa debe llegar a 95% en un tiempo máximo de 1 segundo, si la profundidad fue mayor al 80% puede hacerlo en 3 segundos.

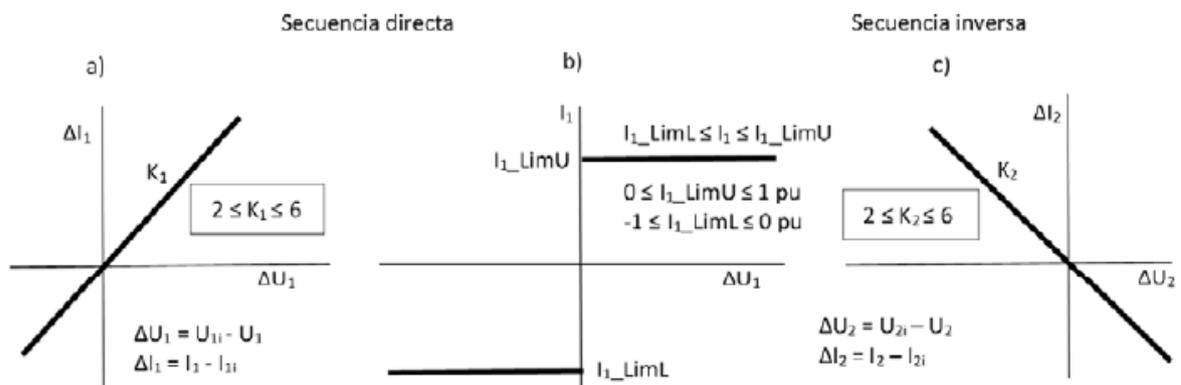


Figura 27. Requerimientos de inyección de corriente reactiva en código de red de España. (a) Ganancia proporcional de secuencia directa (b) Límites de corriente reactiva (c) Ganancia proporcional de secuencia inversa

Donde en la figura 27:



K_1 : Ganancia del control de corriente de secuencia directa. K_2 : Ganancia del control de corriente de secuencia inversa.
 ΔU_1 : Error de tensión de secuencia directa. ΔU_2 : Error de tensión de secuencia inversa.
 U_{21} : Tensión de secuencia directa previa a la perturbación. U_{2i} : Tensión de secuencia inversa previa a la perturbación.
 U_1 : Tensión de secuencia directa. U_2 : Tensión de secuencia inversa.
 ΔI_1 : Incremento de corriente reactiva (directa). ΔI_2 : Incremento de corriente de secuencia inversa.
 I_{1i} : Corriente reactiva (directa) previa a la perturbación. I_{2i} : Corriente de secuencia inversa previa a la perturbación.
 I_1 : Corriente reactiva (directa). I_2 : Corriente de secuencia inversa.

En cuanto al aerogenerador doblemente alimentado, el código de red de España, le permite que la inyección de corriente reactiva de secuencia inversa, sea con las características naturales de la tecnología, sin eximirle de seguir la respuesta especificada para secuencia directa.

En la siguiente sección, se presentan estrategias para la inyección de esta corriente reactiva, tanto de secuencia directa, como de secuencia inversa, en el aerogenerador doblemente alimentado. Es importante recordar que, ante huecos de tensión trifásicos, no hay desbalance en las tensiones y solo se requiere inyección de corriente reactiva de secuencia directa.

3.4.3 Control de la corriente reactiva en el aerogenerador doblemente alimentado

Previo a mencionar las estrategias utilizadas para la inyección de corriente reactiva de secuencia directa e inversa, es importante mencionar que el aerogenerador, tiene distintas formas de controlar la potencia reactiva que debe inyectar o absorber de la red. En la sección 3.3.2, se mencionó como con la componente de corriente en el eje d y q , de cada convertidor, se busca controlar una magnitud diferente y se presentó la manera más utilizada.

En cuanto al control de la potencia reactiva, especialmente la que se debe inyectar en el momento de una falta, existen distintas estrategias de control, en algunas se utiliza el GSC, en otras el RSC e incluso se pueden llegar a utilizar ambos de manera conjunta. En [33], se plantean las limitantes que tiene el aerogenerador tipo 3 para cumplir con los requerimientos de potencia reactiva. Con el aumento de la penetración de la energía eólica, se ha vuelto un tema de estudio y se han presentado distintas sugerencias.

En [34], se sugiere un control coordinado del GSC y el RSC. En donde el GSC tenga prioridad sobre el RSC en cuanto al soporte de potencia reactiva. Cuando el GSC llegue al límite de su capacidad, el RSC puede intervenir para proveer la potencia reactiva faltante. Para esto, se incluye una referencia de potencia reactiva en el lazo de control del RSC que proviene del lazo del control del GSC. Parte de esto, también es mencionado en [35], donde se menciona también la posibilidad de bloquear el RSC,



durante el momento de la falta, para que el GSC funcione de manera similar a un STATCOM. La limitante principal de esto, es que el dimensionamiento del GSC es pequeño en comparación al soporte que necesita la red en el momento de la falta.

En [36], se propone una estrategia de soporte de energía reactiva que consiste en almacenar parte de la energía capturada del viento, en el rotor de la máquina en forma de inercia. Al momento de la falta, la estrategia de control permite liberar esta energía a la red de manera segura. Mientras en [37], se presenta una investigación de las diferentes combinaciones de control entre ambos convertidores, con el propósito del control de tensión. Dentro de las conclusiones que plantea, está la demostración que el control de la potencia reactiva a través de la excitación del rotor es más efectivo, ya que la Q que se inyecta en las terminales del rotor, se multiplica por el deslizamiento en las terminales del estator. También plantea un uso descoordinado de ambos controladores, distinto a lo mencionado en el párrafo anterior, y demuestra que en ese caso hay una posibilidad que uno de los controles domine la respuesta del otro y lo haga consumir potencia reactiva.

Por último, [38] plantea la posibilidad de suprimir la técnica PLL y utilizar un ángulo virtual para las transformaciones. El objetivo perseguido es mejorar la respuesta antes faltas asimétricas en la red.

Luego de mencionar las distintas estrategias para la inyección de corriente reactiva, es momento de poner el enfoque que tipo de corriente reactiva se inyecta, si de secuencia directa o inversa. En [18], mediante simulaciones se confirma que la respuesta natural del aerogenerador doblemente alimentado, no cumple con los requerimientos emergentes de los códigos de red sobre la inyección de corriente reactiva de secuencia inversa. Esta corriente que, como es el caso de España, no todos los códigos de red exigen al aerogenerador doblemente alimentado, algo superior a su respuesta natural. La investigación plantea que también es atender el problema de la secuencia negativa desde el punto de vista de la máquina. Ante faltas asimétricas, al aparecer la componente de tensión en secuencia negativa, se producen oscilaciones de doble frecuencia en el torque electromagnético, pudiendo provocar daños la caja multiplicadora. Se plantean tres estrategias distintas de inyección de corriente reactiva para poder cumplir con los requerimientos:

- Control Básico de Secuencia Positiva (BPSC, por sus siglas en inglés): es una técnica de control vectorial, que agrega más lazos de control al RSC y GSC para poder regular las cantidades de secuencia directa que se inyecta. No elimina las oscilaciones de doble frecuencia.

- Control de secuencia directa-inversa en el torque electromagnético (PNSC-Tem, por sus siglas en inglés): utiliza un doble plano de referencia síncrono desacoplado para la técnica del PLL. Un plano para la secuencia directa y otro para la secuencia inversa. Esta técnica, potencialmente, podría solucionar las oscilaciones de doble frecuencia, ya que sus referencias y lazos de control están orientados a eliminarlas.
- Control de secuencia directa-inversa de la corriente reactiva (PNSC-I12R, por sus siglas en inglés): utiliza el mismo plano de referencia que la técnica anterior. Pero en lugar de priorizar eliminar los problemas con el torque electromagnético, su prioridad es inyectar la corriente reactiva directa e inversa requerida. Es capaz de cumplir con los códigos de red, pero no elimina las oscilaciones de doble frecuencia.

3.4.4 Impacto del DFIG en los esquemas de protección

Como ya se ha explicado ampliamente, la respuesta ante una falta es muy distinta en los generadores síncronos convencionales, comparada con las fuentes de generación que utilizan convertidores de potencia. Los convertidores son considerados como fuentes débiles, con corrientes de falta bajas y con características no lineales.

La respuesta del convertidor ante la falta, dependerá de a la estrategia LVRT que se utilice. Por esta razón y debido al aumento de este tipo de fuentes de generación, se ha convertido en un reto para los sistemas de protección de la red, ya que este comportamiento distinto puede provocar operaciones incorrectas de sus dispositivos. El estudio de la respuesta de estas fuentes de generación basadas en convertidores, puede llevar a la necesidad de cambiar ciertos algoritmos de protección que se han venido utilizando.

El ejemplo perfecto es el aerogenerador doblemente alimentado, objeto de estudio de este trabajo, que dependiendo de la severidad del hueco, puede activar o no el crowbar, lo cual cambia la respuesta de la máquina. E incluso, cuando el crowbar está en conmutación constante, la respuesta es de características no lineales.

En [2], se analiza la respuesta ante falta de estas distintas fuentes y su potencial problema para los algoritmos de protección de distancia, diferencial de línea y direccional de sobre corriente a tierra. En cuanto a la protección diferencial en general, [39] explica que las diferenciales que utilizan la secuencia negativa para adquirir mejor sensibilidad, tienen problemas de operación cuando el aerogenerador doblemente alimentado utiliza la técnica PNSC-Tem, explicada en la sección anterior. De igual forma, el crowbar conectándose y desconectándose, puede afectarle.

Poniendo un enfoque en los parques eólicos conectados a la red de transmisión, [40] resume las características de las señales de falta de los parques eólicos y su impacto en las protecciones de la red de transmisión y sugiere soluciones para las protecciones de distancia basadas en el dominio del tiempo. Una conclusión similar se obtiene en [16], que utiliza la misma plataforma de simulación que este trabajo, RTDS, para comprobar los problemas generados por un parque eólico, basado en aerogeneradores doblemente alimentados, en las protecciones de distancia y diferencial.

Algunos de los impactos más significativos que puede ocasionar el aerogenerador doblemente alimentado en las protecciones, son los siguientes:

- ✓ La conmutación constante del circuito del crowbar provoca que se obtengan ondas de corriente que no son puramente sinusoidales. Esto complica el cálculo de los fasores de corriente y tensión, por tanto afecta el cálculo de la impedancia en la protección de distancia 21.
- ✓ En cuanto a la selección de fase en falta, los algoritmos que no se basan en la medida de fasores y en su lugar utilizan la teoría de las cantidades incrementales, pueden presentar errores en situación de conmutación constante del crowbar.
- ✓ La protección diferencial utiliza las corrientes de secuencia negativa en la línea de transmisión para alcanzar mayor sensibilidad. El correcto funcionamiento ante un parque eólico basado en el aerogenerador doblemente alimentado, dependerá de la estrategia LVRT utilizada.

4. Modelización y simulación del aerogenerador doblemente alimentado

4.1 Modelización y Simulación en RTDS

Para el modelo del aerogenerador doblemente alimentado y las simulaciones realizadas, se utilizó el simulador RTDS, creado y diseñado completamente por la empresa RTDS Technologies.

El simulador RTDS es una combinación de hardware y software que se utilizan de manera simultánea para alcanzar simulaciones en tiempo real. El RSCAD es el nombre del software desde donde se puede configurar, ejecutar y analizar las simulaciones. La nueva generación de hardware tiene de nombre NOVACOR, uno de los simuladores en tiempo real más potentes y rápidos del mundo. Es capaz de realizar simulaciones en tiempo real con intervalos de tiempo de microsegundos. [41]

La principal aplicación del RTDS son las simulaciones de transitorios electromagnéticos en tiempo real, lo que permite conectar dispositivos físicos al sistema simulado en lazo

cerrado, para poder estudiar el comportamiento de estos. A este tipo de pruebas se les conoce como “Hardware In The Loop”, y son de mucha utilidad para los fabricantes de equipos eléctricos de protección, medición y otros.

La biblioteca del RSCAD cuenta con el modelo de un parque eólico que utiliza un aerogenerador doblemente alimentado de 2.5MVA conectado a una red de potencia. El modelo se modificó para agregar el crowbar y el control de inyección de corriente reactiva durante huecos de tensión. En las próximas secciones, se describirán las distintas partes del modelo.

4.1.1 Modelo del Sistema de Potencia

El aerogenerador doblemente alimentado está conectado al modelo de un sistema de potencia como el que se muestra en la figura 28. La red esta modela como una fuente de tensión con una impedancia, para simular la red eléctrica. El nivel de tensión en ese punto es de 220KV. El aerogenerador se conecta a la red equivalente por medio de una línea de transmisión en 220 kV, donde se simulan las faltas, que llega a un transformador trifásico Yd1 que disminuye el nivel de tensión a 35KV. Este transformador está puesto a tierra con una reactancia en zigzag. El objetivo de este tipo de conexión, es que debido al lado en triangulo, no circulen corrientes homopolares entre el parque eólico y el punto de conexión. Es por esto, que no es requerida ninguna estrategia LVRT ante la corriente homopolar. Luego con otra línea de transmisión, se llega a un segundo transformador Dy11 que conecta con el aerogenerador, la tensión a la que genera este es de 690V. En la tabla 2 y 3 se presentan los parámetros considerados para los transformadores.

La configuración del sistema de potencia presentada, es la más utilizada para un parque eólico.

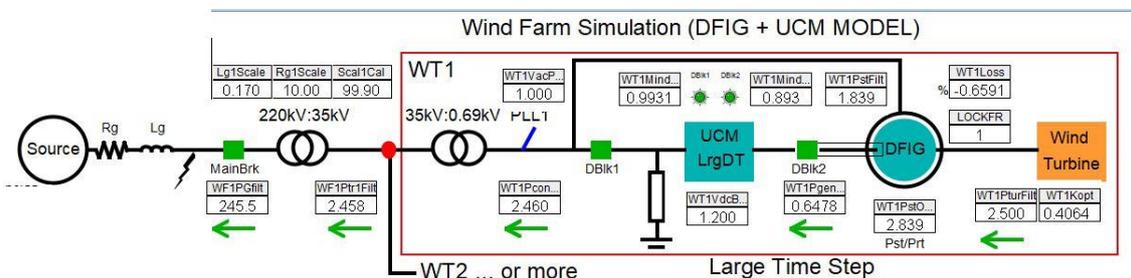


Figura 28. Sistema de Potencia conectado al aerogenerador en el Runtime del RSCAD

Parametro	Unidad	Cantidad
Potencia	MVA	2.5
Tensión Primario	KV	220
Tensión Secundario	KV	35
Conexión		Yd1
Resistencia	pu	0.001
Reactancia de fuga	pu	0.1

Tabla 2. Parámetros del transformador de Alta Tensión a Media Tensión

Parametro	Unidad	Cantidad
Potencia	MVA	2.5
Tensión Primario	KV	35
Tensión Secundario	KV	0.69
Conexión		DY11
Resistencia	pu	0.001
Reactancia de fuga	pu	0.1

Tabla 3 Parámetros del transformador de Media Tensión a Baja Tensión

Parametro	Unidad	Cantidad
Tensión	KV	220
Frecuencia	Hz	50
Resistencia	Ohms	10
Inductancia	Henrios	0.17

Tabla 4 Parámetros de la red eléctrica equivalente

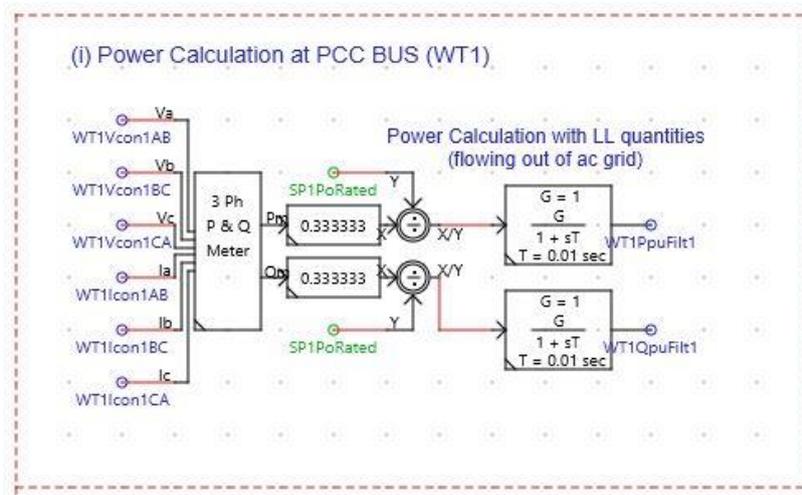


Figura 29. Modelo del cálculo de las potencias activa y reactiva a la salida del aerogenerador

En la figura 29, se muestra el modelo y los bloques con los que se obtienen los valores de potencia activa y reactiva a la salida del aerogenerador. Para obtener esos valores se utilizan los valores de tensión y corriente medidos en la parte de baja tensión del transformador.

4.1.2 Modelo de la turbina eólica y el generador eléctrico

En secciones anteriores, se definió en (1) la expresión para determinar la potencia extraída por el aerogenerador del viento. Se puede decir, que de esa expresión la única parte controlable es el coeficiente de potencia. Este depende del ángulo de pitch, también previamente explicado, y del coeficiente de velocidad específica, que se puede definir con la siguiente expresión [5]

$$\lambda = \frac{r * \omega_{turb}}{V_V} \quad (18)$$

Donde r es el radio de la turbina, ω_{turb} es la velocidad angular de la turbina y V_V la velocidad del viento.

En la figura 30, se muestra la imagen del modelo de la parte mecánica del aerogenerador, y como se modifica el ángulo de pitch, en base a la velocidad del viento y al límite de esta velocidad previamente establecido. También se limita los grados que pueden girar las palas y la velocidad a la que pueden hacerlo.

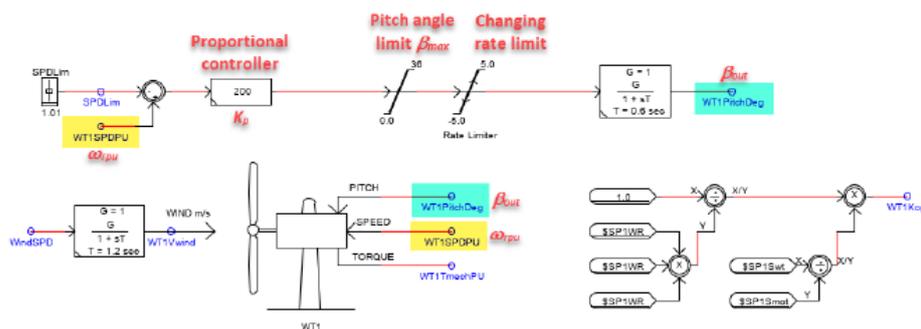


Figura 30. Modelo del Sistema de ángulo de pitch de la turbina eólica [5]

En cuanto al generador eléctrico, ya se ha explicado ampliamente, que se utiliza una máquina asíncrona de rotor bobinado, con anillos rozantes para acceder a los bobinados del rotor. El RSCAD cuenta con un bloque que simula el comportamiento de esta máquina asíncrona. En la Figura 31, se puede ver el bloque de la máquina síncrona

y en la Tabla 5 se encuentran los parámetros de la máquina.

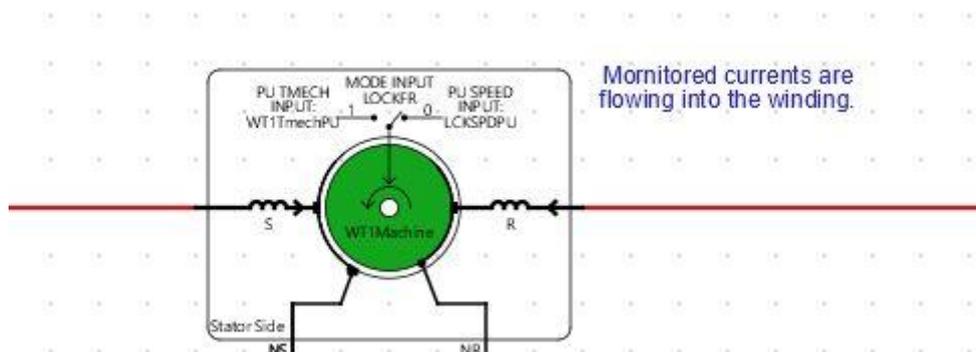


Figura 31 Bloque Modelo de Máquina Asíncrona

Parametro	Unidad	Cantidad
PARAMETROS ELECTRICOS		
Tensión	KV	220
Frecuencia	Hz	50
Resistencia	Ohms	10
Relación de Vueltas Rot/Est	Und	2.63
Resistencia	pu	0.01
Inductancia de Fugas	pu	0.102
Inductancia Magnetizante	pu	0.08596
Constante de Inercia	MWs/MVA	1.5
PARAMETROS MECANICOS		
Velocidad del generador cuando esta la turbina a su velocidad nominal	pu	1.35
Velocidad del viento nominal	m/s	12
Velocidad del viento de corte	m/s	6
Limite de velocidad del viento	pu	1.35

Tabla 5 Parámetros del Aerogenerador

4.1.3 Modelo de los convertidores

En secciones anteriores, se explicaron las partes del convertidor para el aerogenerador doblemente alimentado y el funcionamiento de su control. En la Tabla 6, se presentan los parámetros del convertidor del modelo del RSCAD. Se observa que el convertidor esta dimensionado para el 30% de la potencia del generador. El convertidor es similar al estudiado en previamente, de 2 niveles, VSC y utiliza PWM.

Parametro	Unidad	Cantidad
Potencia del Convertidor (30% P estator)	MW	0.75
Tensión de entrada y salida	V	690
Tensión del bus DC	KV	1.2
Eficiencia	%	96
Frecuencia de conmutación	kHz	2
Inductancia Filtro RSC	Henrios	3.00E-04
Resistencia Filtro RSC	Ohms	0.35
Capacitor Filtro RSC	uF	250
Inductancia Filtro GSC	Henrios	1.20E-04
Resistencia Filtro GSC	Ohms	0.35
Capacitor Filtro GSC	uF	250
Capacitor Bus DC	uF	10000

Tabla 6 Parámetros del convertidor de potencia

En la figura 32 se observa el modelo del convertidor de potencia en RSCAD. Los dispositivos de conmutación seleccionados son IGBT. También se puede observar los filtros conectados a cada uno de los convertidores. En este caso, el modelo del RSCAD modela el convertidor dos capacitores, y en el centro el DC Chopper. El chopper este modelado con un interruptor, que cuando está abierto tiene un valor de resistencia muy elevado y cuando está cerrado tiene un valor de resistencia igual a la resistencia del chopper.

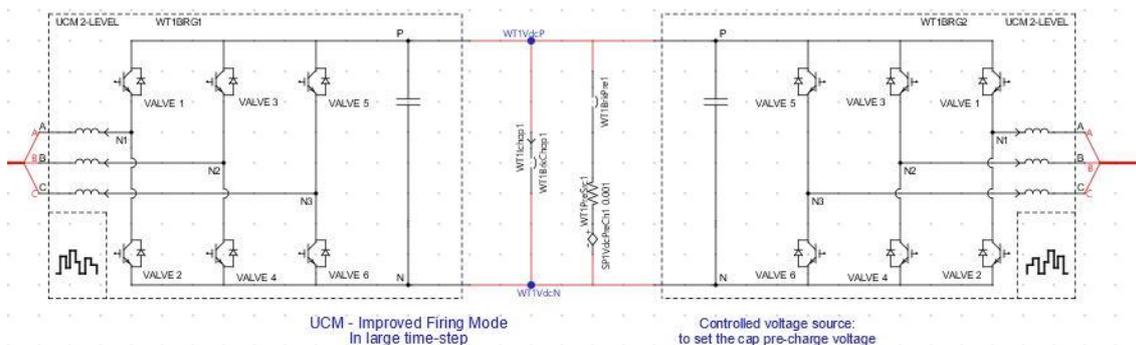


Figura 32 Modelo del convertidor de potencia VSC-2 niveles

El modelo del control de los convertidores, está basado en la teoría previamente explicada. Primero que nada, se toman las mediciones de tensión de la red para poder utilizar la técnica PLL y obtener el ángulo necesario para las transformaciones. Este proceso se realiza de manera separada para ambos convertidores ya que trabajan en distintos planos de referencia. Luego, al obtener el ángulo necesario se realizan las transformaciones al plano dq0 necesarias. Las imágenes 33 y 34 representan los

bloques del modelo, utilizados para el PLL y las transformaciones de Park del GSC. El modelo del RSC es igual, cambiando únicamente la configuración del bloque del PLL.

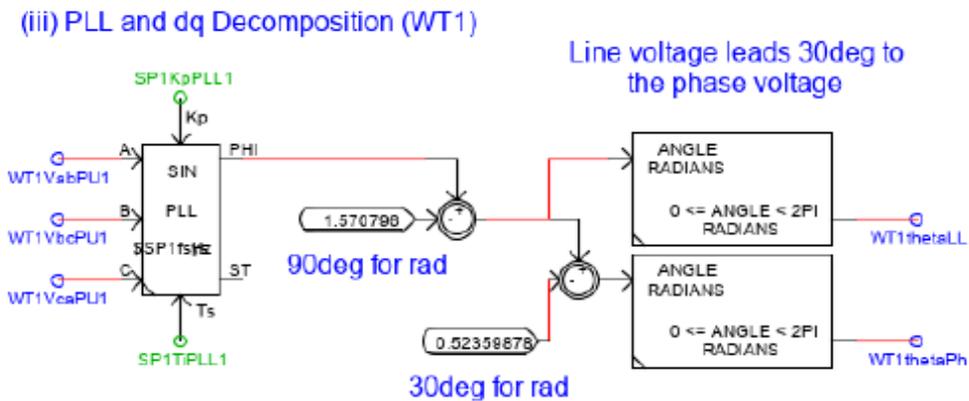


Figura 33 Modelo de la técnica de Lazo de Bloqueo de Fase PLL

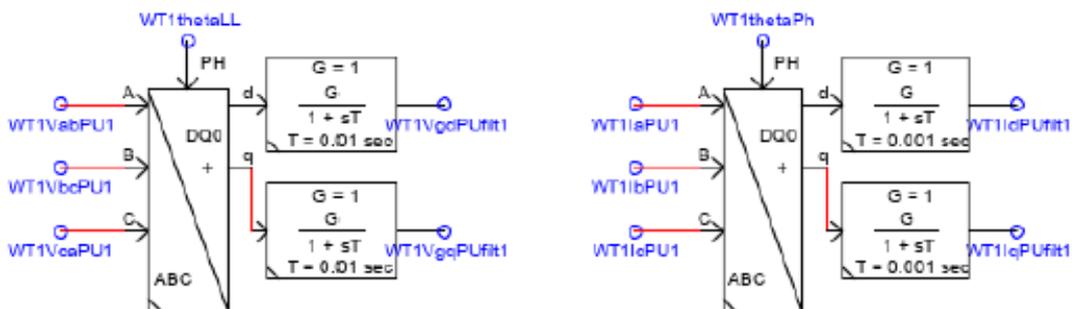


Figura 34 Modelo de las transformaciones de park en el GSC

Al tener las tensiones e intensidades de la red, transformadas al plano dq, estas son utilizadas en los lazos de control internos y externos de los convertidores. En las figuras 35 y 36 se pueden observar el lazo de control interno y externo del RSC, respectivamente.

En lazo de control externo se pueden ver las magnitudes a controlar por el convertidor, con la corriente del eje d, se controla la corriente reactiva intercambiada por el estator y con la corriente del eje q, se controla el torque electromagnético.

Al comparar los valores de consigna con los valores medidos de cada magnitud, se genera una señal de error que ingresa al controlador PI y con este se generan los valores de consigna de ambas corrientes, que luego irán al lazo de control interno.

En el lazo de control interno, se comparan estos valores de corriente, se comparan con las mediciones, ya transformadas al eje dq. El error que se genera, ingresa a otro controlador PI y este genera las consignas de los valores de tensión de salida del convertidor. Por último, estos valores se transformarán al plano abc y se generan los pulsos necesarios en el PWM para esa tensión. Este proceso se repite para el GSC, cambiando únicamente las magnitudes que controla. En el GSC con el eje d, se controla la tensión del bus DC y en el eje q se controla la inyección de reactiva por parte del convertidor. Esto puede ser con un valor de consigna de potencia reactiva o con un valor de consigna de tensión AC que debe mantener. Esto se puede ver representado en la figura 37, donde aparece el lazo de control externo del GSC. En cuanto al lazo de control interno del GSC, se describirá en futuras secciones debido a que se le realizaron modificaciones con respecto al modelo original de la biblioteca del RSCAD. Estos cambios se realizaron para implementar el control de inyección de corriente reactiva. El recuadro amarillo que tiene el lazo de control de cada magnitud, es el controlador PI. Este es igual para los 2 lazos de control de cada convertidor, solamente cambia las constantes de ganancia proporcional y la constante de integración a la que esta sintonizado cada convertidor.

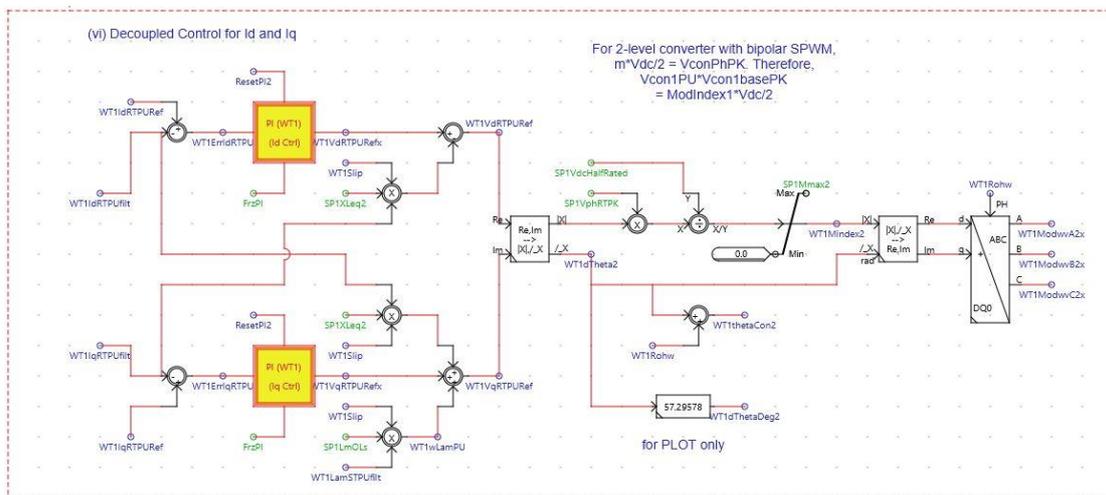


Figura 35. Modelo del lazo de control interno del RSC

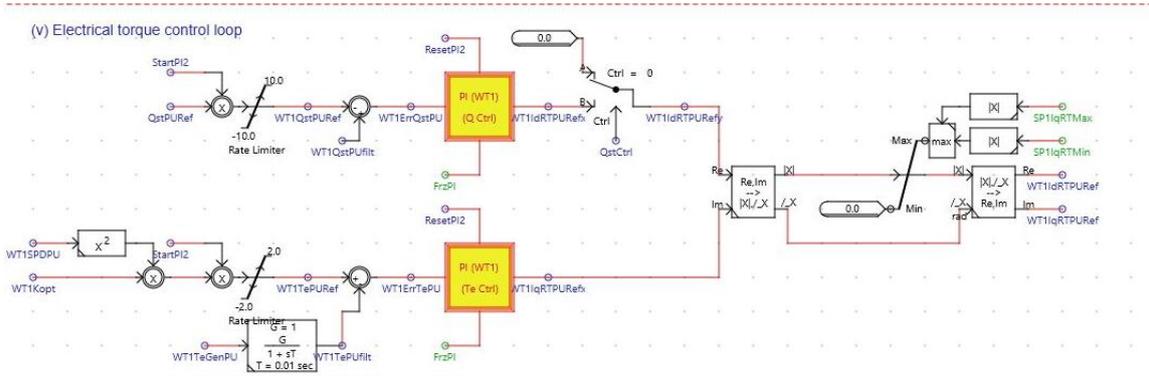


Figura 36. Modelo del lazo de control interno del RSC

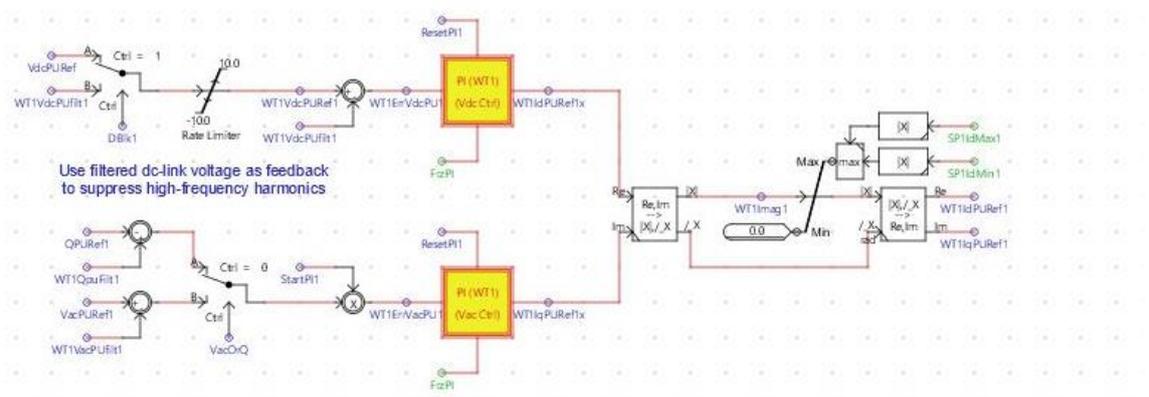


Figura 37. Modelo del lazo de control externo del GSC

Por último en esta sección, se presenta en la figura 38 el modelo de la inyección del tercer armónico en la técnica PWM. Este método se utiliza para incrementar la tensión de salida trifásica de cada convertidor. En el modelo se puede seleccionar tener esta opción habilitada o usar la técnica PWM tradicional, previamente descrita.

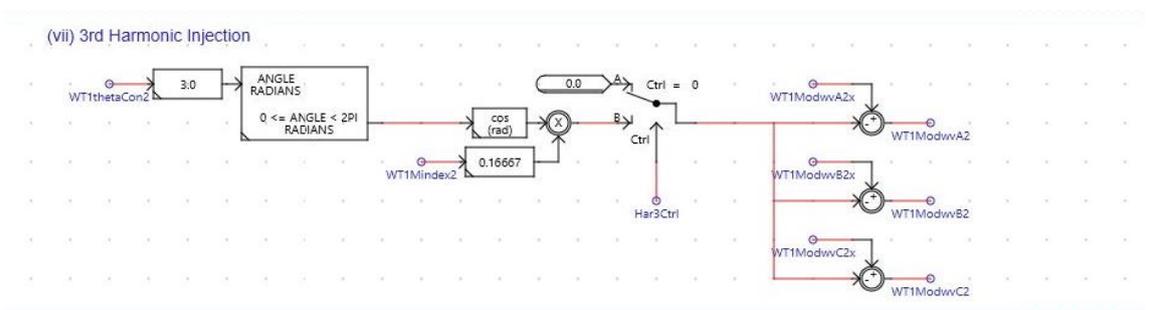


Figura 38. Modelo de la técnica de inyección del tercer armónico en la técnica PWM.



4.1.4 Modelo de las estrategias LVRT

El modelo utilizado tiene implementadas las dos soluciones LVRT de hardware, más estudiadas anteriormente, el crowbar y el chopper. Es importante aclarar, que el modelo original tenía implementado el chopper, pero el crowbar se ha tenido que incluir por completo el modelo y su lógica de control

En cuanto al crowbar, para su modelo se utiliza un interruptor controlable de la biblioteca del RSCAD para utilizarlo de manera activa. Se ha hecho énfasis de la importancia en la selección de la resistencia. En [42], se plantean dos expresiones para llevar la resistencia del crowbar a un rango aceptable:

$$R_{crowbar\ min} = \frac{\sqrt{U_S^2 - \omega_s^2 L_l^2 I_{safe}^2}}{I_{safe}} \quad (19)$$

$$R_{crowbar\ max} = \frac{\omega_s L_l U_{dc\ max}}{\sqrt{3 U_S^2 U_{dc\ max}^2}} \quad (20)$$

Donde U_s es la tensión en el estator, $U_{dc\ max}$ es la tensión máxima en el bus DC, ω_s es la velocidad angular del estator, L_l es la inductancia mutua y I_{safe} es 1.2 veces la corriente del rotor.

En otras fuentes, para la resistencia del crowbar, se sugiere un valor cercano a 20 veces la resistencia del estator.[25].

En las figuras 39 y 40 se presentan los modelos del crowbar y su lógica de control, que se activa y desactiva en base a la señal de corriente que recibe del rotor. El crowbar se modela con resistencias monofásicas. El modelo es similar al de la resistencia del chopper, previamente descrito. Se utiliza una resistencia muy elevada cuando el interruptor monofásico está abierta y se le asigna la resistencia del crowbar cuando está cerrado. El valor de la resistencia se calculó con las expresiones previamente descritas y luego con simulaciones, se fue ajustando al valor que ofrecía mejores resultados. La lógica de control se configuró para encender el circuito crowbar al superar el valor absoluto de las corrientes del rotor el valor de 1.2 p.u., admitiendo únicamente 1.1 p.u. de sobrecarga.

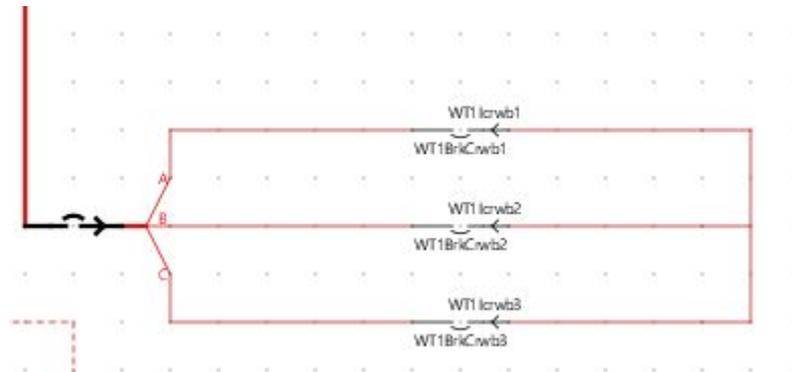


Figura 39. Modelo del crowbar activo

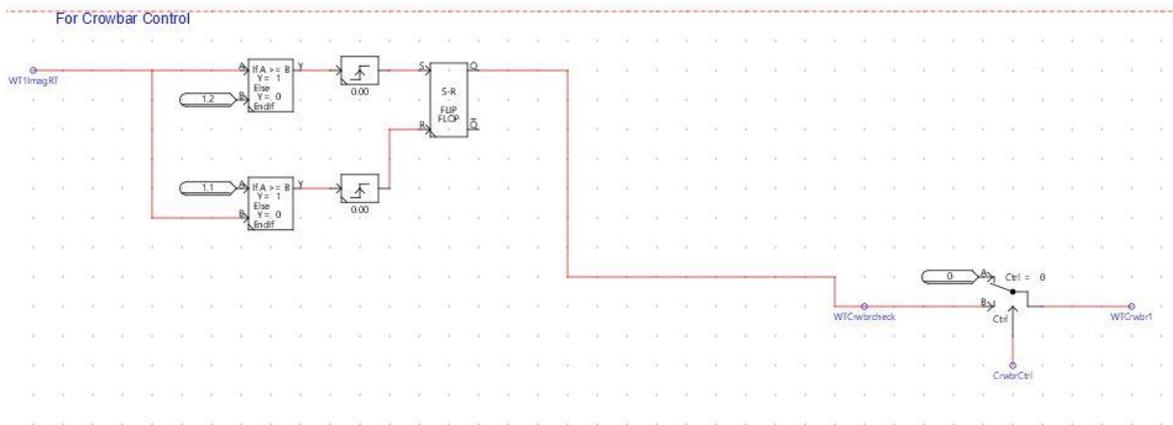


Figura 40. Modelo de la lógica de control del crowbar

En cuanto al DC Chopper, su lógica de control era similar a la del Crowbar. La diferencia que la señal que lo activa o desactiva, cuando sobrepasa un umbral es la tensión del Bus DC de 1.2 p.u. En la Figura 41, se presenta el modelo de la lógica de control. Ya previamente en la figura 31, se puede observar el DC Chopper conectado en paralelo con el capacitor del Bus DC.

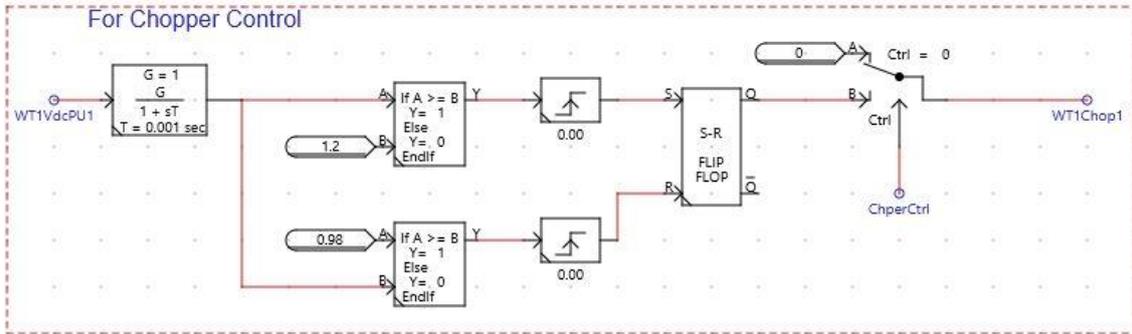


Figura 41. Modelo de la lógica de control del DC Chopper

En cuanto al valor de la resistencia del chopper, se espera que este sea capaz de disipar la mitad de la potencia nominal de la turbina. Su valor se dimensiona con la siguiente expresión [3]:

$$P_{tur} = \frac{V_{dc}^2}{R_{Chop}} \quad (21)$$

Además del DC chopper y del crowbar para la protección del convertidor, se ha modificado el ejemplo disponible en RTDS para controlar la inyección de reactiva por parte del aerogenerador durante huecos de tensión.

Si se quiere controlar la corriente reactiva durante los huecos de tensión, el primer paso es el modelo de un detector de falta que indique la presencia de un hueco. Este detector toma los valores máximos de tensión en cada fase y el valor absoluto de la tensión trifásica, un incremento en cualquiera de estos 4 parámetros, indicaría la existencia de un hueco. Esto permite al detector identificar huecos simétricos o asimétricos. En la figura 42, se observa el modelo del detector de falta.

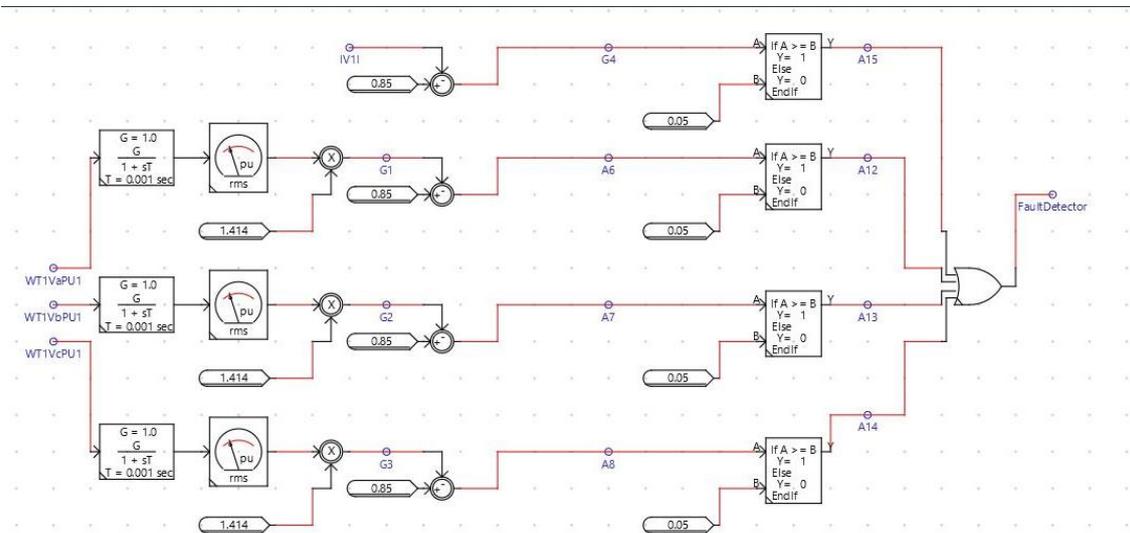


Figura 42. Modelo del detector de falta

Para inyección de corriente reactiva, se aplica un control proporcional continuo, con características similares a las solicitadas en el código de red de España. En las figuras 43 y 44 se presentan las dos partes del modelo de esta inyección de reactiva. El proceso inicia cuando se activa el detector de falta, que toma medidas de tensión de la red para detectar un hueco de tensión. Se calcula la profundidad del hueco de tensión tomando el valor de tensión previo a la perturbación. Esa profundidad se multiplica por el valor de constante de ganancia proporcional K . Este valor es un valor que se puede seleccionar en los valores de 1 a 6.

El valor obtenido es el aumento de corriente reactiva y se suma al valor de consigna existente de i_q en el GSC, que en este caso se encarga de inyectar potencia reactiva en caso de falta. El resultado de esa suma, debe pasar previamente por un limitador de corriente, para no sobrepasar los límites de sobre corriente del convertidor.

En la figura 45, se presenta el lazo interno de corriente del GSC modificado para incluir el control de la inyección de reactiva durante el hueco de tensión, se observa como al inicio se tiene la posibilidad de seleccionar entre dos valores de consigna para las corrientes del eje d y q . El primer valor de consigna es en estado permanente y el segundo es el que se calcula con este control de inyección de corriente reactiva. El estado del detector de falta, selecciona automáticamente el valor de consigna a utilizar.

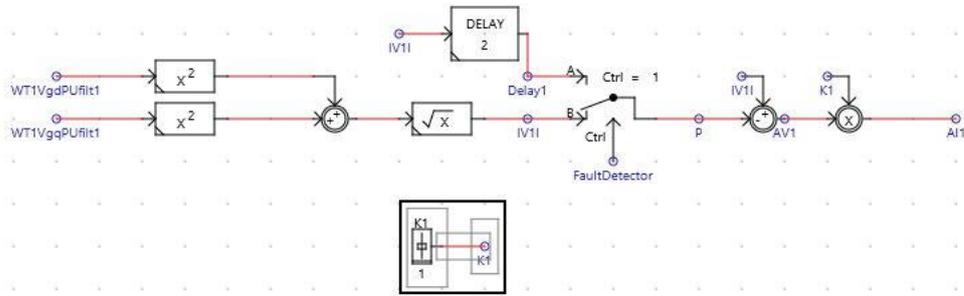


Figura 43. Modelo del cálculo de la profundidad del hueco de tensión en el control de inyección de corriente reactiva

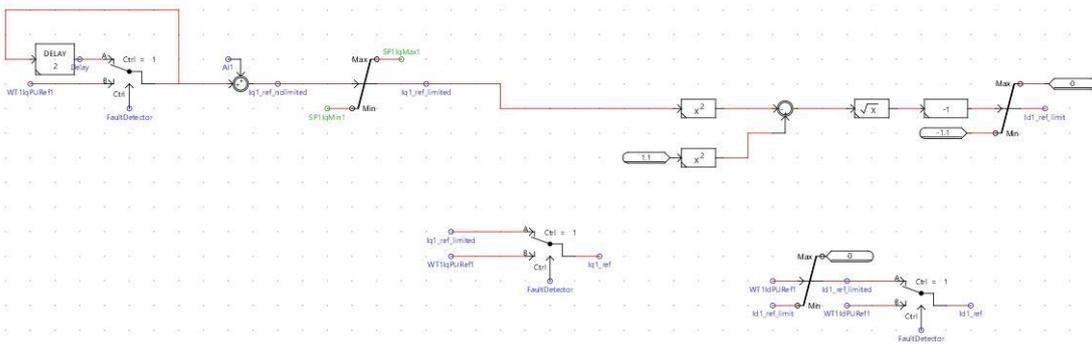


Figura 44. Modelo del cálculo de las nuevas corrientes de consigna del lazo de control interno del GSC

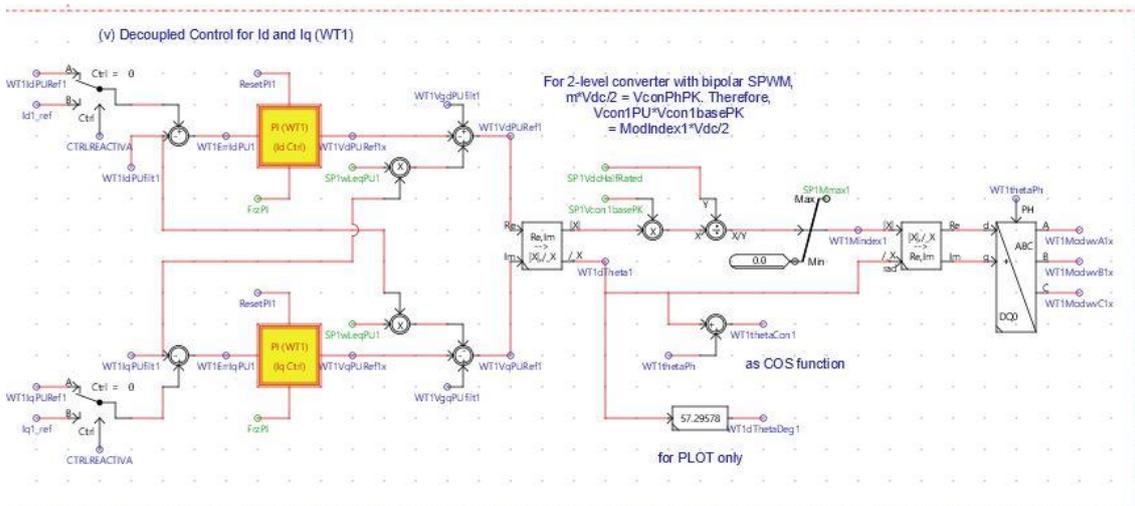


Figura 45. Modelo del lazo interno de corriente reactiva

4.2 Resultados de simulaciones

En esta sección, se presentarán resultados de simulaciones realizadas con el modelo del aerogenerador tipo 3. En la primera parte, se presentarán graficas del funcionamiento en tiempo real del mismo. En la segunda parte, se aplican faltas en la línea de transmisión para estudiar el comportamiento del aerogenerador, del crowbar, del chopper y de su control de inyección de energía reactiva. Todas las gráficas presentadas tienen la magnitud tiempo en el eje x y van de 0 a 2 segundos.

4.2.1 Simulación en Régimen Permanente

En las siguientes cuatro figuras, se muestran las gráficas que caracterizan el comportamiento del aerogenerador en régimen permanente. En la figura 46, se encuentran los datos de operación de la turbina eólica, como la velocidad de viento y el ángulo de pitch.

En la figura 47, se muestran las tensiones en los 3 distintos niveles y las intensidades en alta y baja tensión. Luego, en la figura 48 se encuentra la potencia activa y reactiva del convertidor y del estator. Se observa que el estator en régimen permanente trabaja con factor de potencia unitario. Finalmente, en la figura 49 se puede observar las tensiones e intensidades en el rotor y estator, así como la tensión del bus DC.

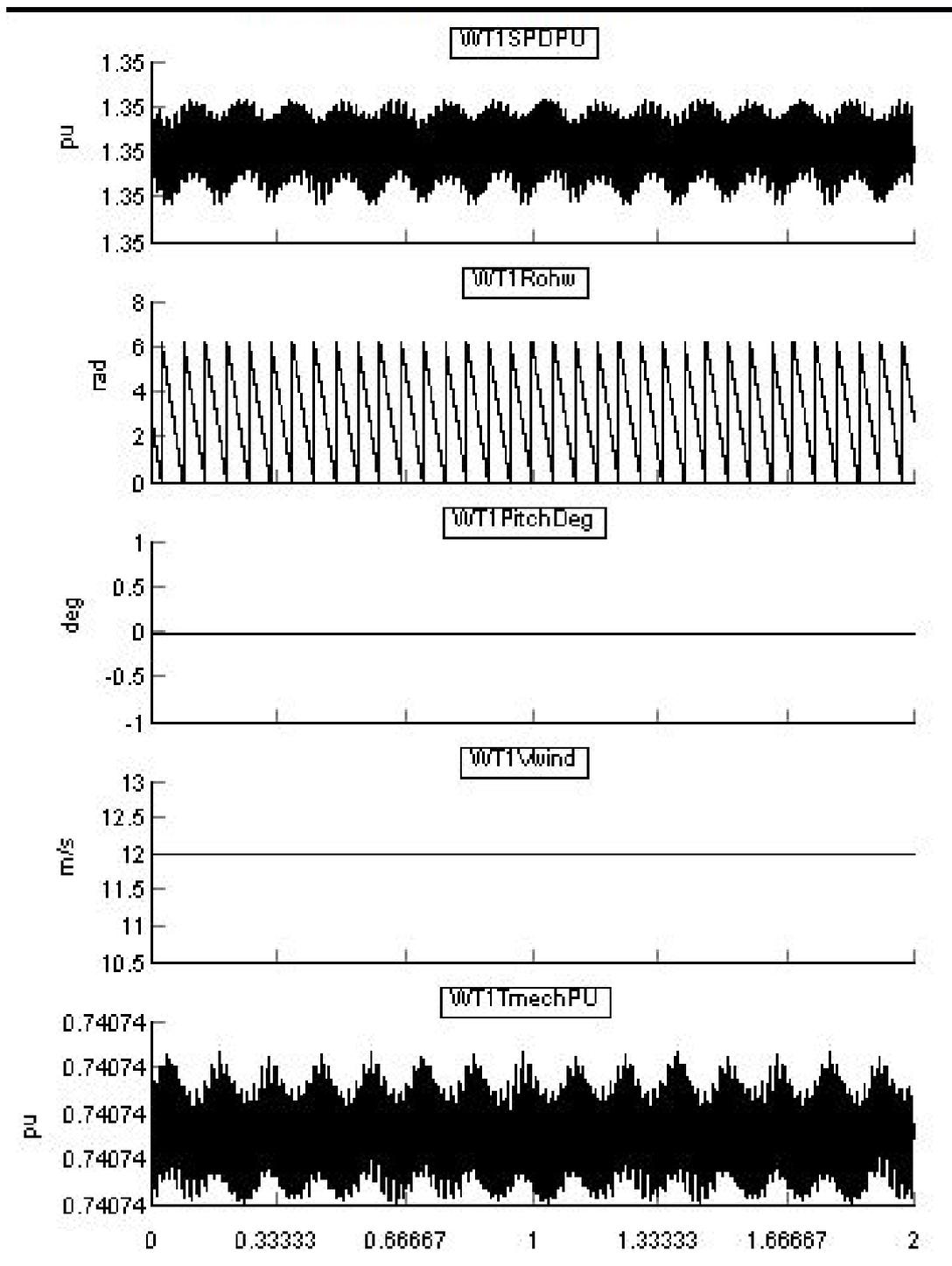


Figura 46. Velocidad del viento, velocidad del rotor, ángulo de pitch y torque mecánico en régimen permanente

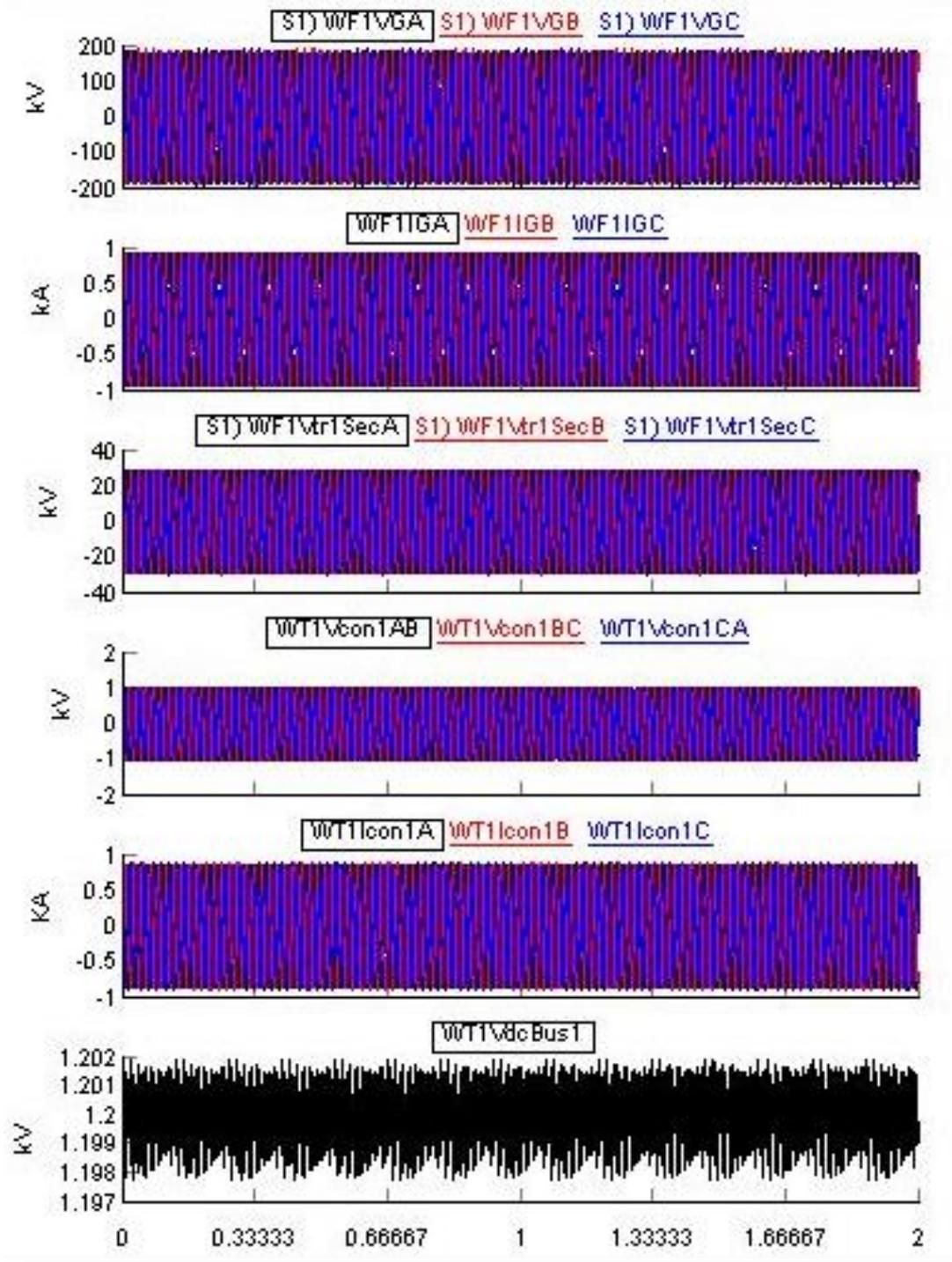


Figura 47. Tensiones e Intensidades en los distintos niveles en régimen permanente

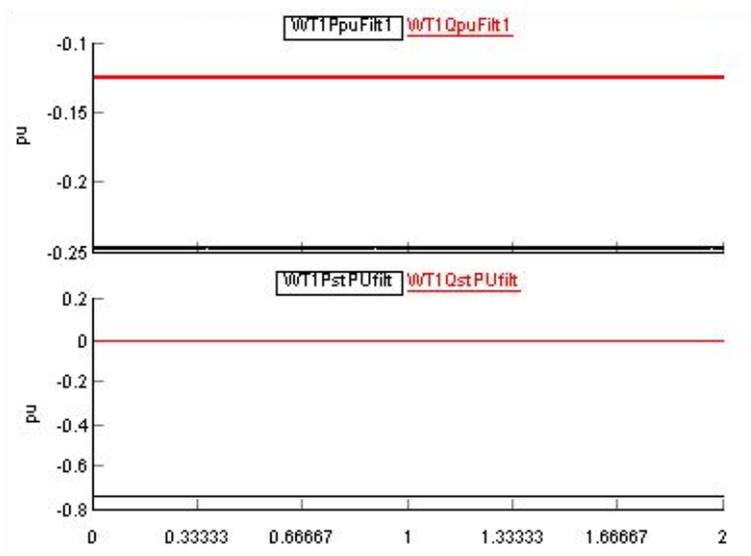


Figura 48. Valores de potencia activa y reactiva (a) a la salida del convertidor (b) a la salida del estator

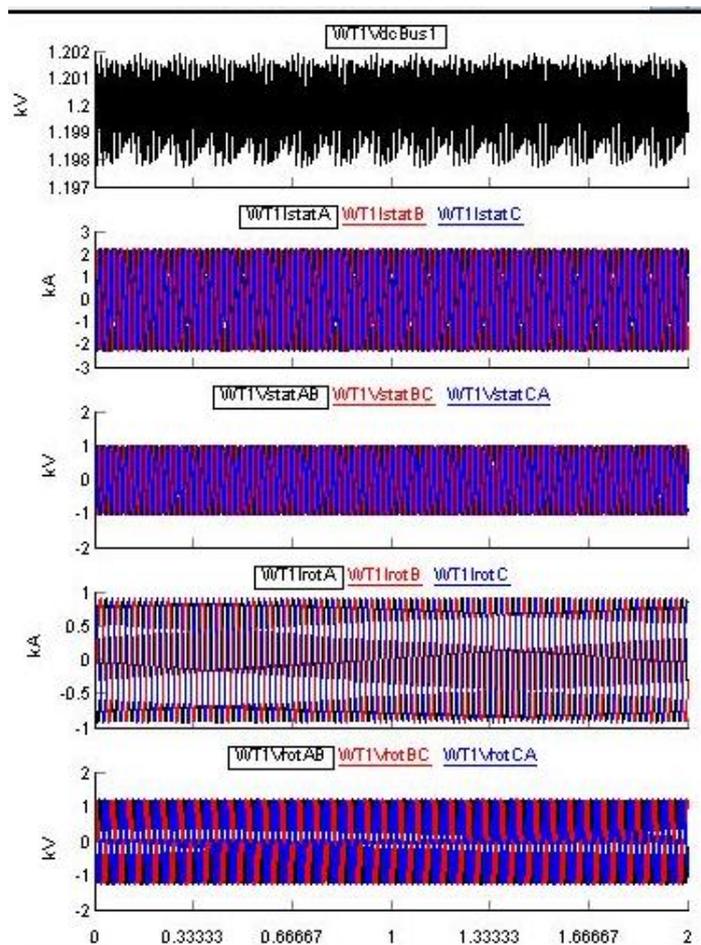


Figura 49. Tensiones e intensidades en el bus dc, en el estator y en el rotor.

4.2.2 Aplicación de Faltas

Funcionamiento del crowbar: en las siguientes figuras se buscará mostrar el funcionamiento y los efectos del circuito crowbar en las corrientes del rotor. Primero, en la figura 50, se muestran las tensiones trifásicas en el punto de conexión del parque eólico. La falta aplicada es trifásica, con una resistencia de falta de 15 ohmios, con duración del 200ms y ubicada en el lado de 220 kv.

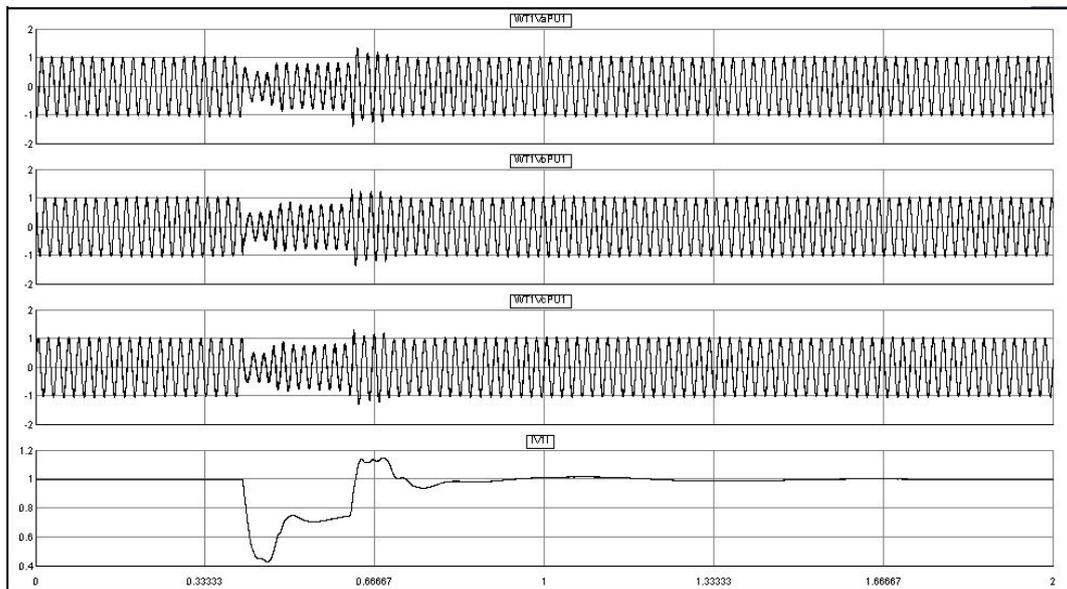


Figura 50. Perfil de tensiones de la falta aplicada para la figura 51 con el crowbar encendido

En la figura 51 y 52 se encuentran las corrientes trifásicas del rotor y el valor absoluto de la corriente para la misma falta. La primera con el circuito crowbar activado y la segunda con el circuito crowbar apagado. Se observa que con el crowbar los valores de la sobre corriente no llegan a valores tan elevados, como los que llegan sin el crowbar. En la figura 53, se muestra la corriente que pasa por las resistencias del crowbar y su señal de activación. La corriente por el crowbar llega a ser superior a los 3 kA.

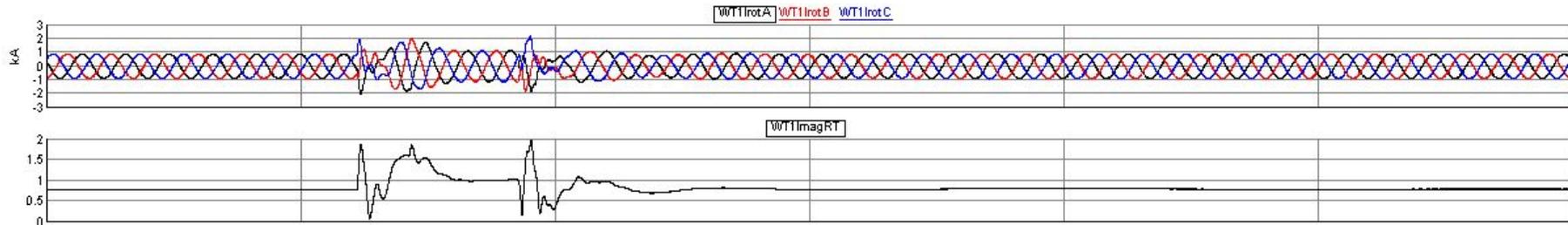


Figura 51 Durante una falta de 200 ms con crowbar encendido, Arriba: corrientes trifásicas de corrientes en el rotor. Abajo: valor absoluto de corriente del rotor

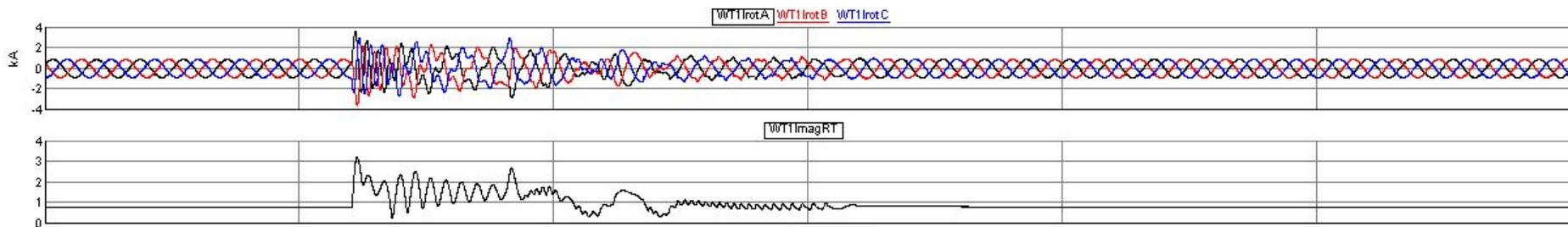


Figura 52 Durante una falta de 200 ms con crowbar apagado, Arriba: corrientes trifásicas de corrientes en el rotor. Abajo: valor absoluto de corriente del rotor

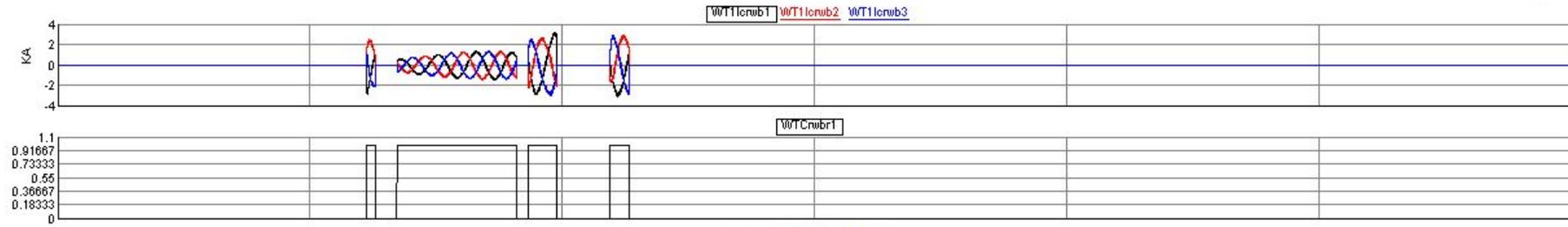


Figura 53 Durante una falta de 200 ms con crowbar encendido, Arriba: corrientes que pasan por las resistencias del crowbar. Abajo: señal de activación del crowbar



DC Chopper: en las figuras 54 y 55 se demuestra el funcionamiento del DC Chopper, utilizando la misma falta, previamente descrita, para el crowbar. En la primera, se utiliza en conjunto con el crowbar y se obtiene un mejor resultado, que cuando se tiene el crowbar apagado. Con el chopper apagado, la tensión en el bus DC supera los 4kV, lo que resultaría en daños irreparables para el convertidor. El chopper está diseñado para activarse cuando la tensión del bus DC sobrepasa el umbral. La grafica superior es la señal de activación del chopper, la gráfica de en medio es la corriente que pasa por la resistencia (en algunos casos llega hasta 8 kA) y la gráfica inferior la tensión del bus DC.

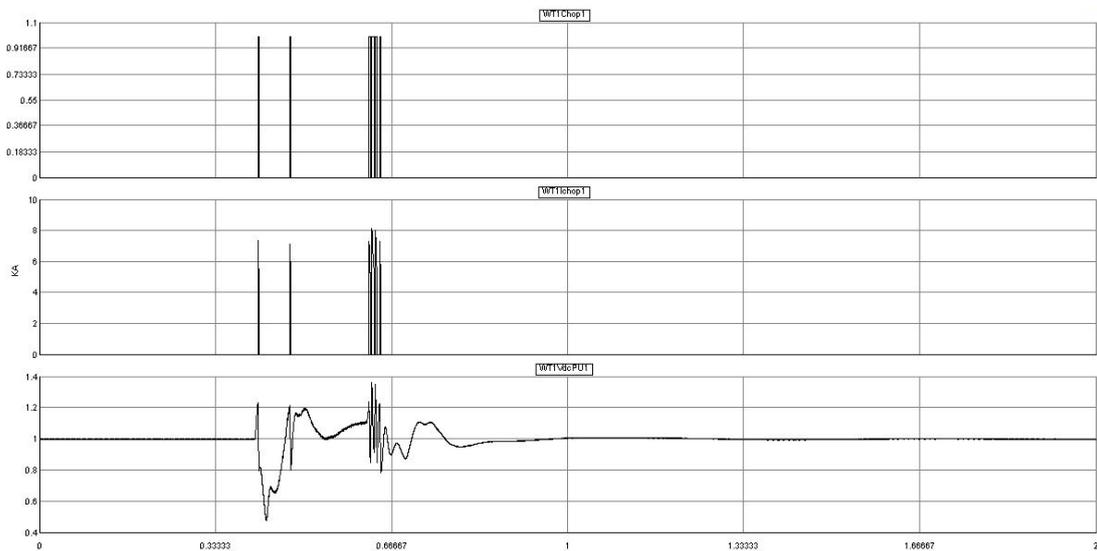


Figura 54 Funcionamiento del DC Chopper durante una falta de 200 ms con crowbar activado

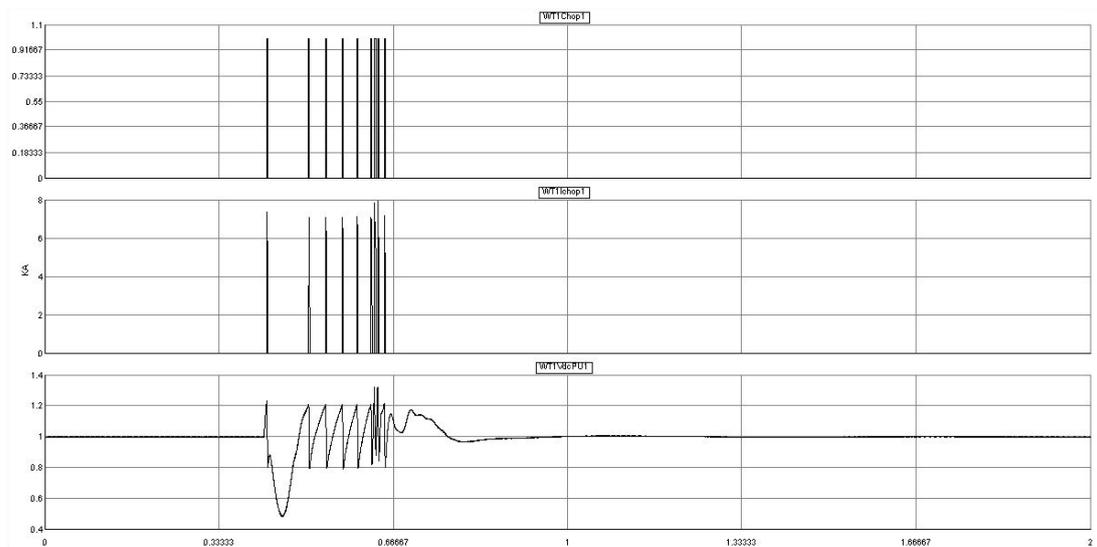


Figura 55 Funcionamiento del DC Chopper durante una falta de 200 ms con crowbar apagado

Para demostrar el funcionamiento del control de energía reactiva, se presentará la misma falta en tres escenarios distintos. La falta es trifásica, tiene una duración de 700ms, con una resistencia de falta de 25 ohmios y ubicada en el lado de 220kV. En el primer escenario, el control de energía reactiva estará apagado. En las figuras 56, 57 y 58, se observan las gráficas de este escenario. En la primera, el perfil del hueco de tensión ocasionado por esta falta. En la segunda, se muestran las gráficas de la señal del detector de falta, la potencia activa, la potencia reactiva, las corrientes del eje d y las corrientes del eje q, en ese orden. Finalmente en la figura 58, aparece la potencia reactiva del aerogenerador, del convertidor y del estator, respectivamente.

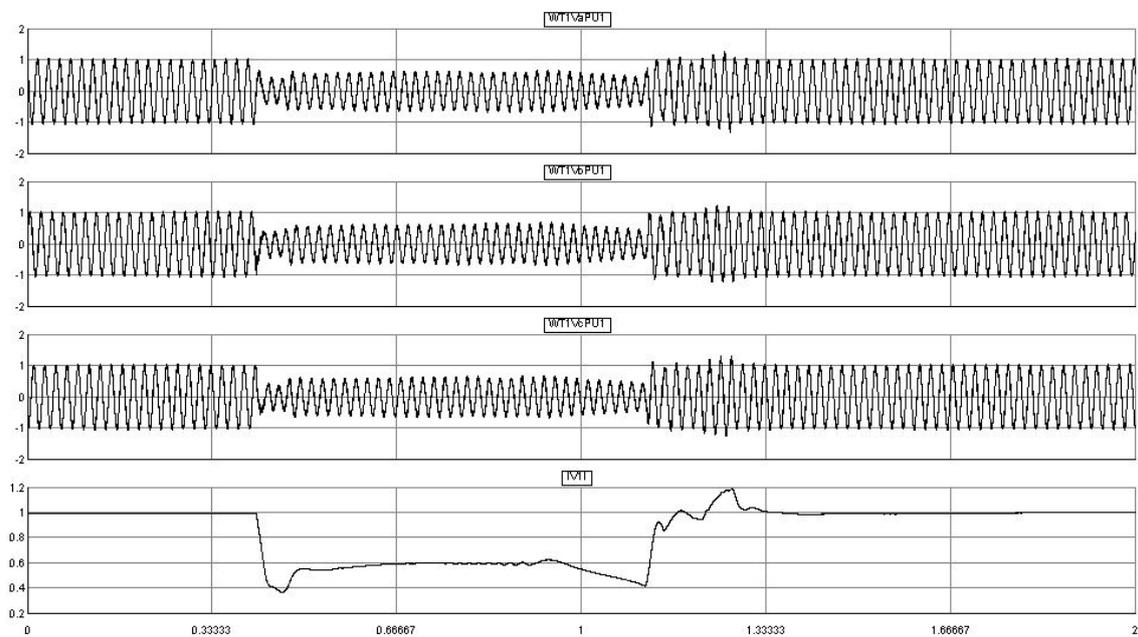


Figura 56. Perfil del hueco de tensión con el control de energía reactiva apagado

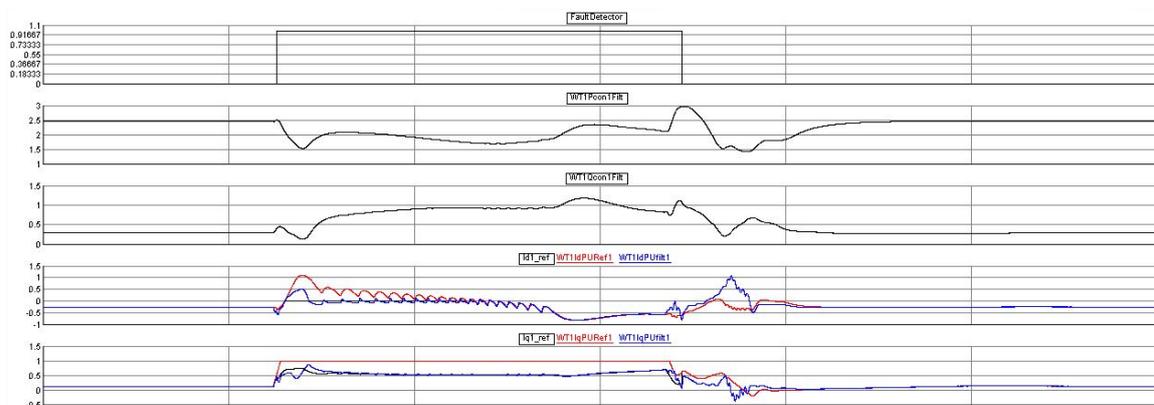


Figura 57. Detector de falta, potencia y corrientes dq, con el control de reactiva apagado

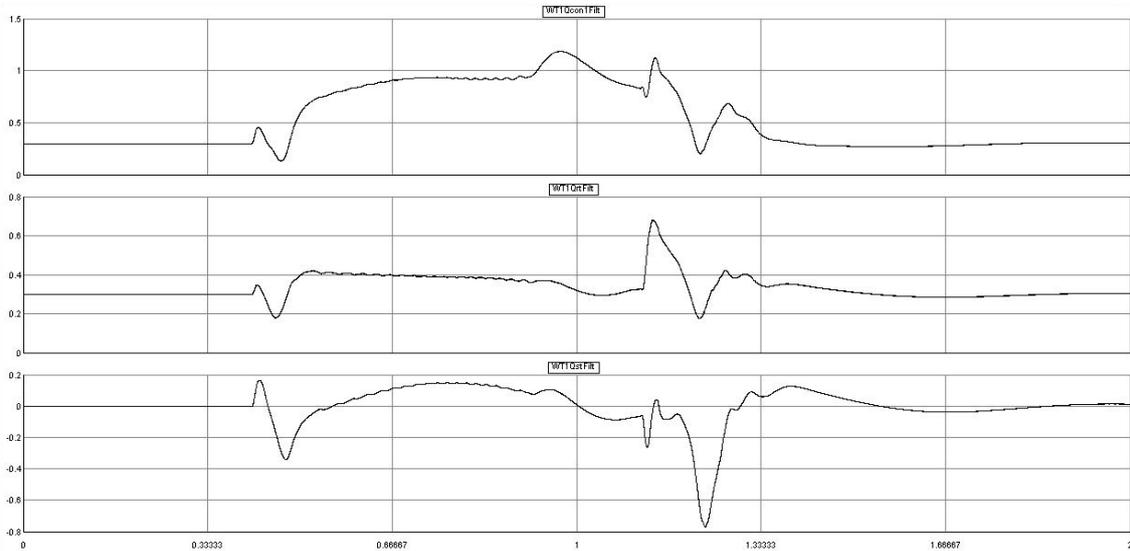


Figura 58. Potencia reactiva del aerogenerador, del rotor y del estator, con el control de reactiva apagado

En las figuras 59, 60 y 61 se presentan las mismas gráficas, esta vez con el control de reactiva encendido y una ganancia del control proporcional continuo de $K=2$. El control se aplica de manera similar a la requerida en el código de red de España.

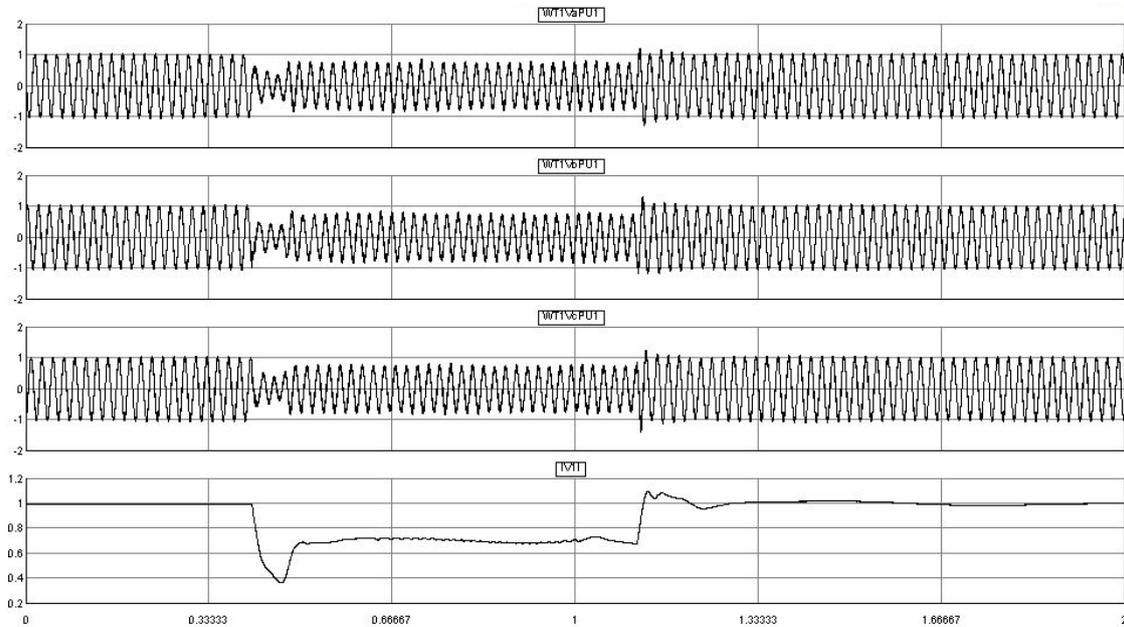


Figura 59. Perfil del hueco de tensión con el control de energía reactiva encendido y un $K=2$

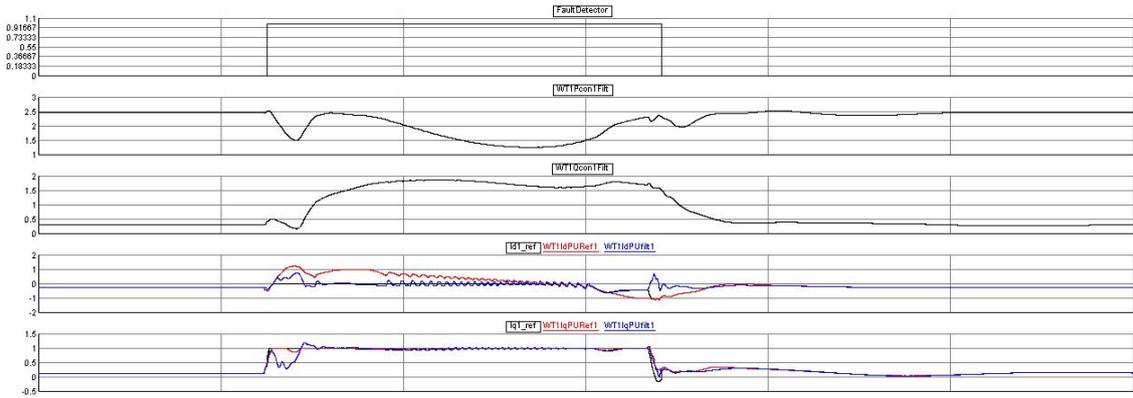


Figura 60. Detector de falta, potencia y corrientes dq, con el control de reactiva encendido con un K=2

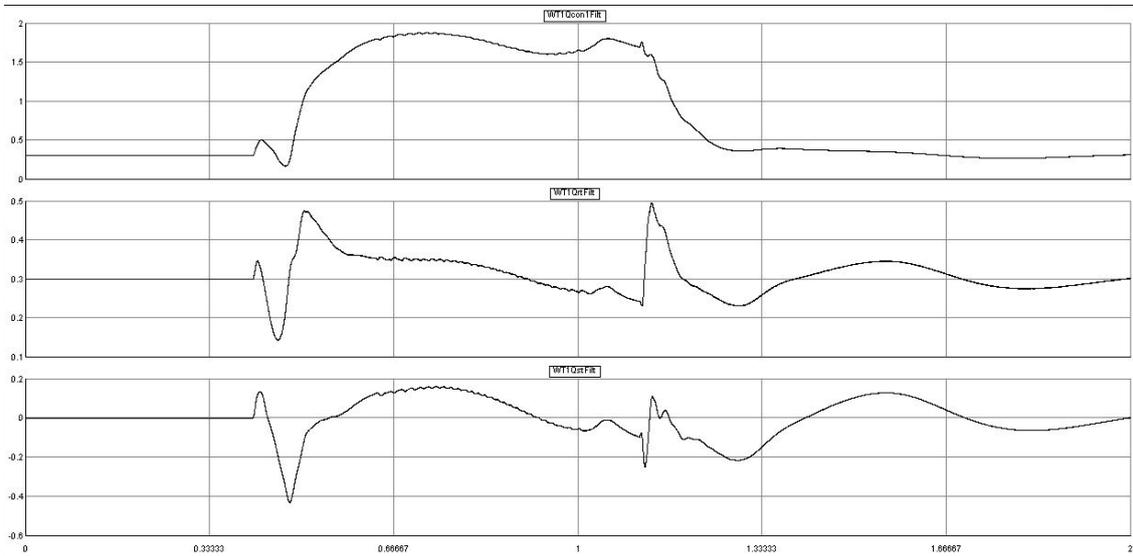


Figura 61. Potencia reactiva del aerogenerador, del rotor y del estator, con el control de reactiva encendido con un K=2

En las figuras 62, 63 y 64 se presentan las mismas gráficas, esta vez con el control de reactiva encendido y una ganancia del control proporcional continuo de K=6.

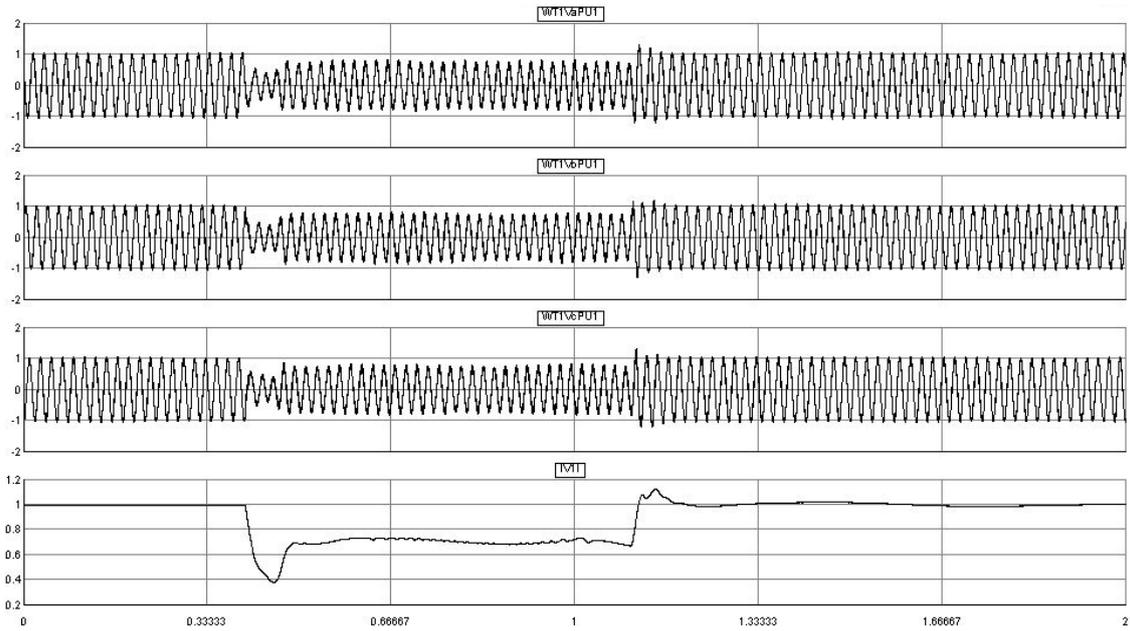


Figura 62. Perfil del hueco de tensión con el control de energía reactiva encendido y un $K=6$

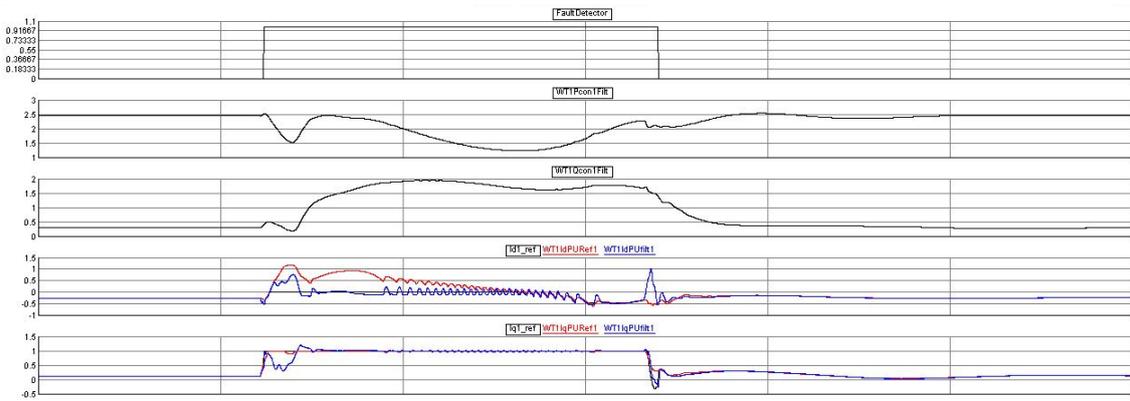


Figura 63. Detector de falta, potencia y corrientes dq, con el control de reactiva encendido con un $K=6$

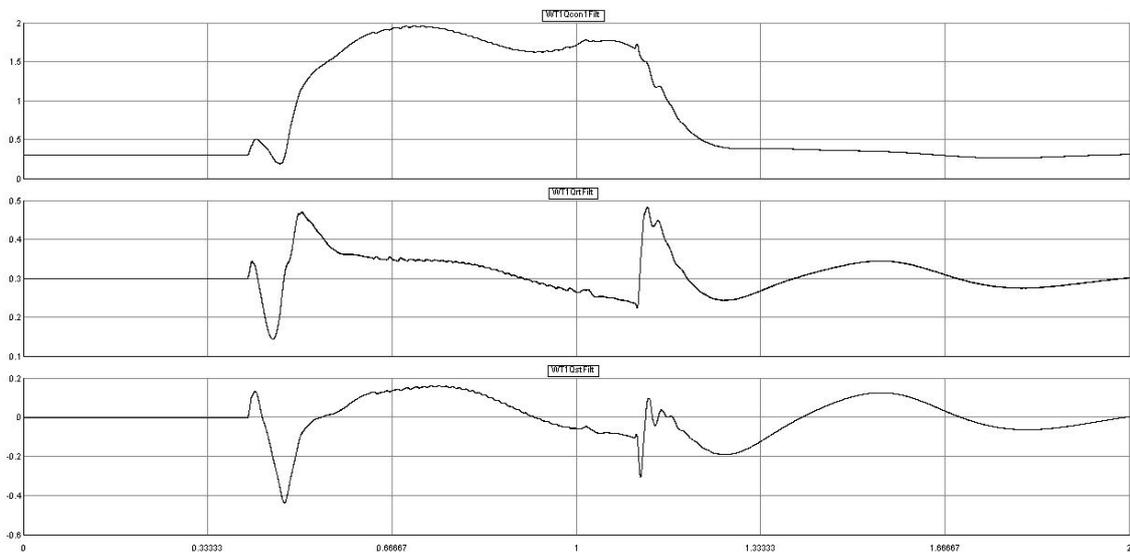


Figura 64. Potencia reactiva del aerogenerador, del rotor y del estator, con el control de reactiva encendido con un $K=6$

Al realizar la comparación de los tres escenarios, se puede observar como en el perfil de tensión, al inicio la caída de tensión es similar, pero con el control de reactiva, la magnitud del hueco es menor y el tiempo de restablecimiento es superior cuando se tiene un valor mayor de ganancia proporcional en el control de inyección de corriente reactiva.

En las otras dos gráficas, también se puede observar el correcto funcionamiento. Aunque la máquina tiene una respuesta natural de inyección de reactiva en el momento del hueco, al encenderse el control de energía reactiva y actuar sobre las consignas de los valores de corrientes, se puede inyectar una cantidad superior de potencia reactiva y la rampa de subida es mayor, cuando se tiene un valor mayor de ganancia proporcional en el control.

A continuación, se presentarán graficas de simulaciones con faltas asimétricas. La falta tendrá las mismas condiciones de la falta descrita para el control de inyección reactiva, con la diferencia que en el primer escenario la falta es bifásica y en el segundo escenario es monofásica. El control de inyección de energía reactiva está encendido, en ambos casos, y tiene una ganancia proporcional $K=2$.

En la figura 65, se observa el perfil de tensión de la falta bifásica. En el cual, se observa que la fase A que no está en falta, no experimenta el mismo hueco que las otras dos fases, solo una momentánea caída de tensión en el momento inicial de la falta. La figura 66 muestra el correcto funcionamiento del detector de falta, de acuerdo al perfil de tensión antes mostrado. También se observa que la caída del valor absoluto de

tensión es menor, comparada con la falta trifásica.

Luego en las figuras 67, 68 y 69 se muestran más graficas que ejemplifican el funcionamiento del modelo del aerogenerador ante una falta bifásica, como por ejemplo el funcionamiento del chopper, del control de inyección de reactiva y las tensiones en distintos niveles.

Tanto la falta bifásica, como la monofásica que se presentará a continuación, cuenta con el control de inyección de corriente reactiva, el crowbar y el chopper encendidos.

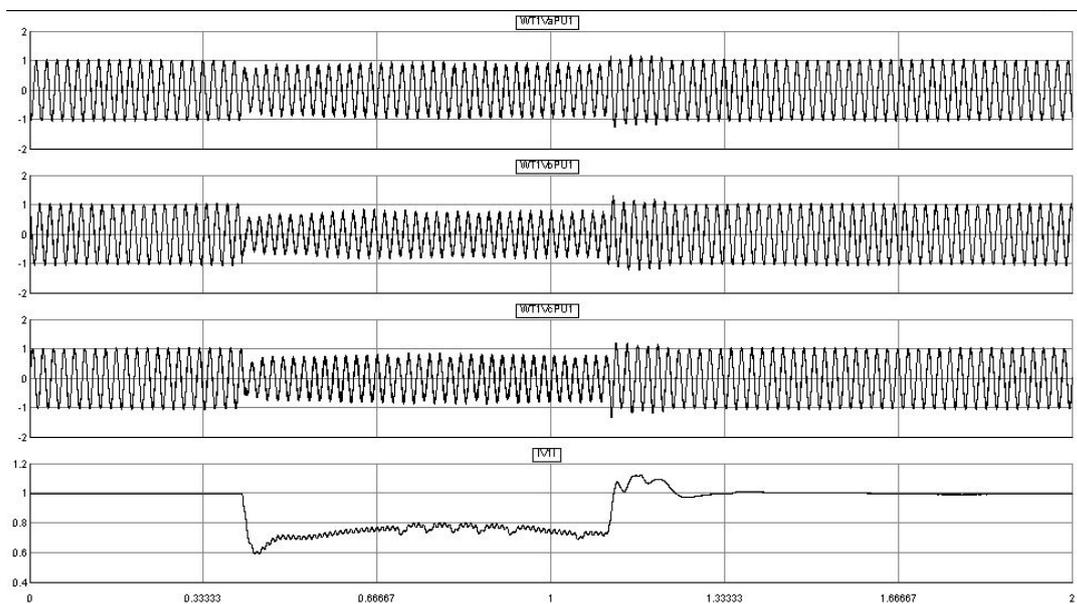


Figura 65. Perfil de tensión falta bifásica

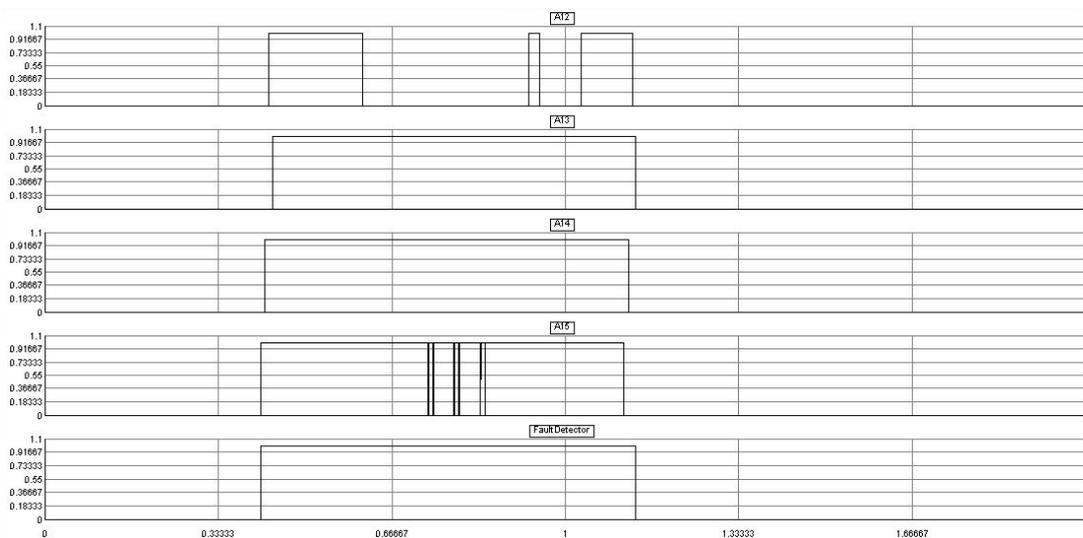


Figura 66. Señales del detector de falta ante una falta bifásica. La grafica de abajo es la salida final que determina la existencia de falta en base a las otras 4 señales que recibe

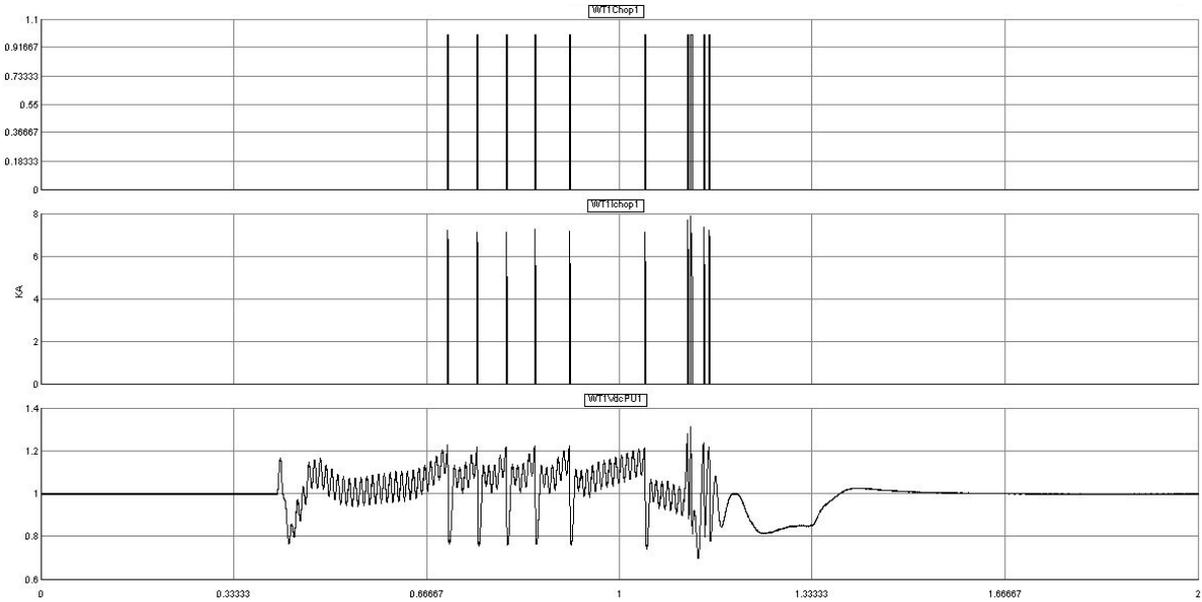


Figura 67. Funcionamiento del Chopper ante una falta bifásica

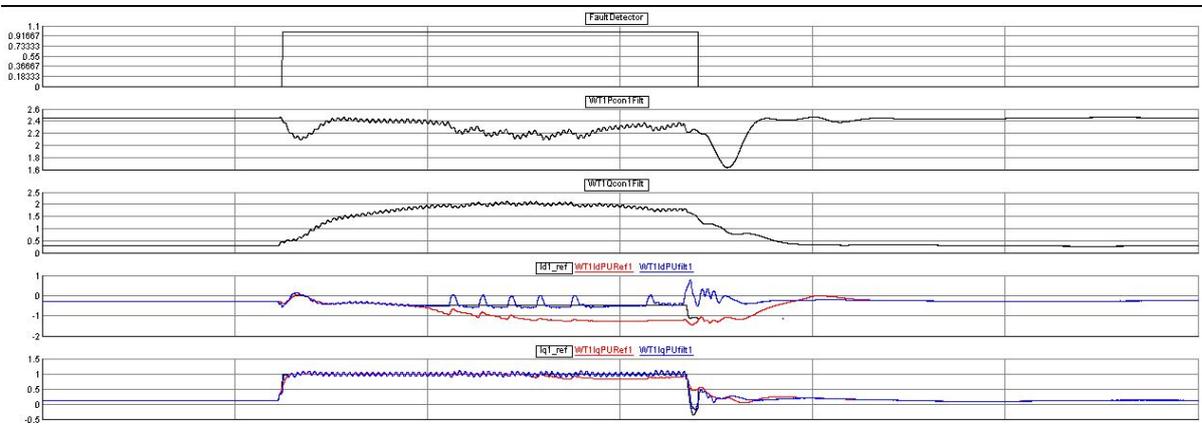


Figura 68. Graficas de arriba abajo en una falta bifásica: detector de falta, potencia activa, potencia reactiva, corriente en plano d y corriente en el plano q

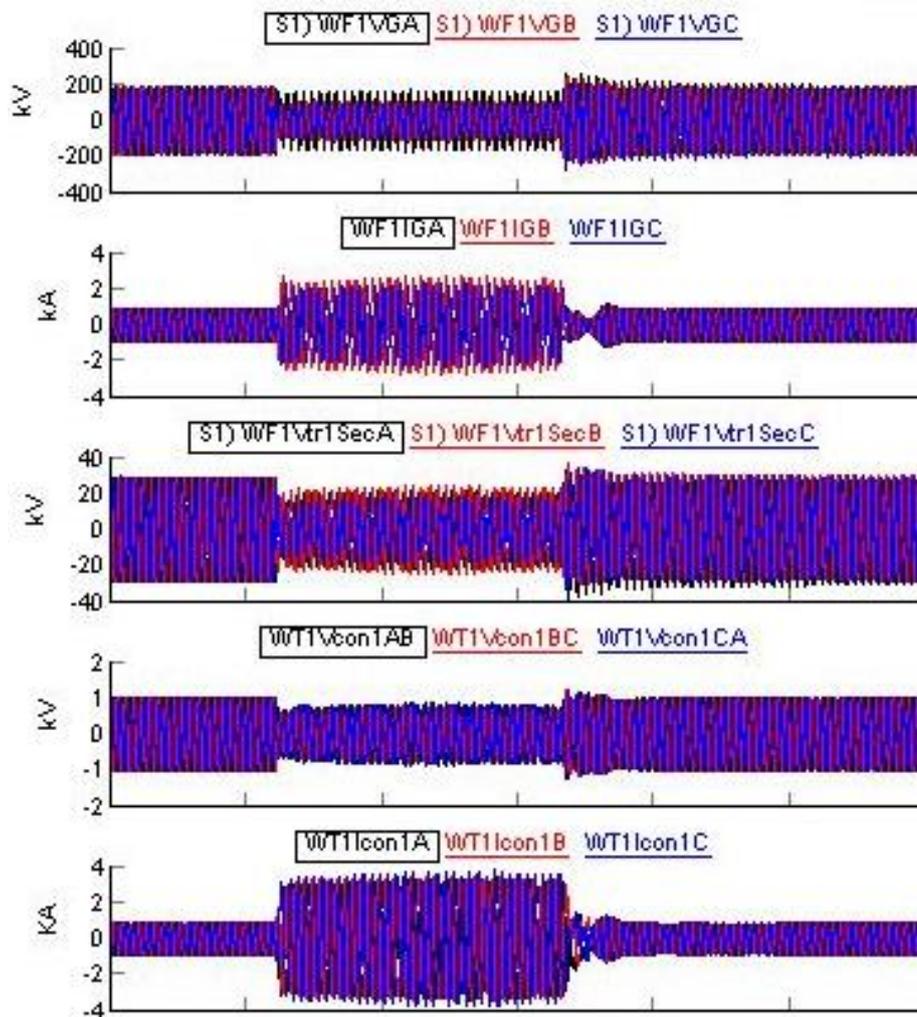


Figura 69. Gráficas de tensiones y corrientes en los distintos niveles de tensión en una falta bifásica

De la figura 70 a la 74 se muestran las mismas gráficas que en la falta bifásica, pero esta vez para una falta monofásica a tierra. Se puede observar que el hueco de tensión es menor, y que el detector de falta únicamente activa la señal de la fase en falta.

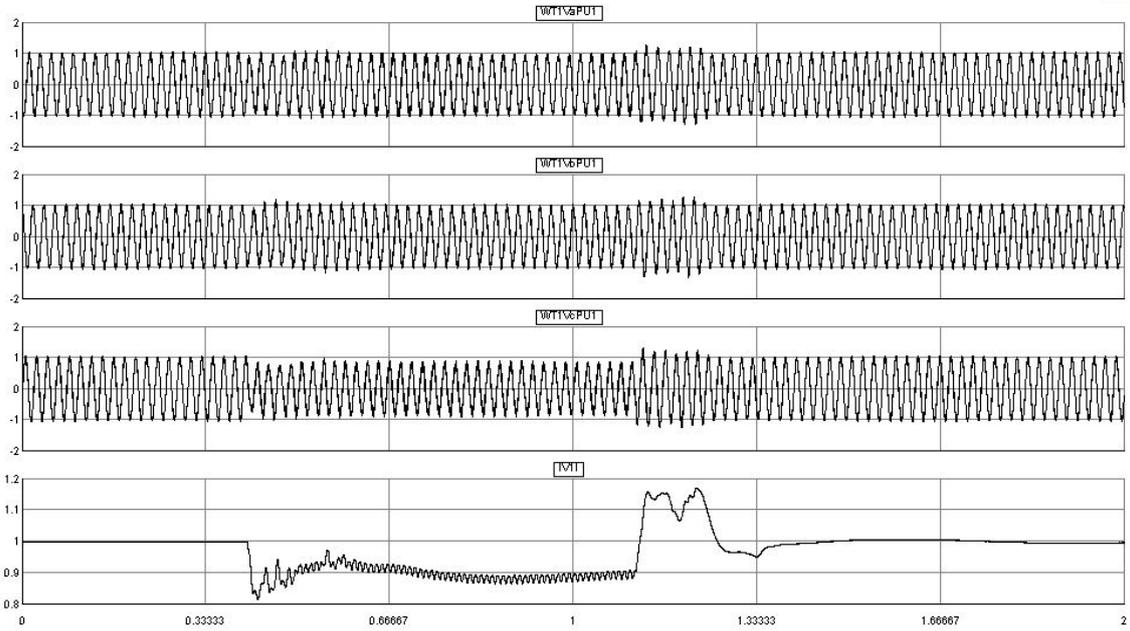


Figura 70. Perfil de tensión falta monofásica

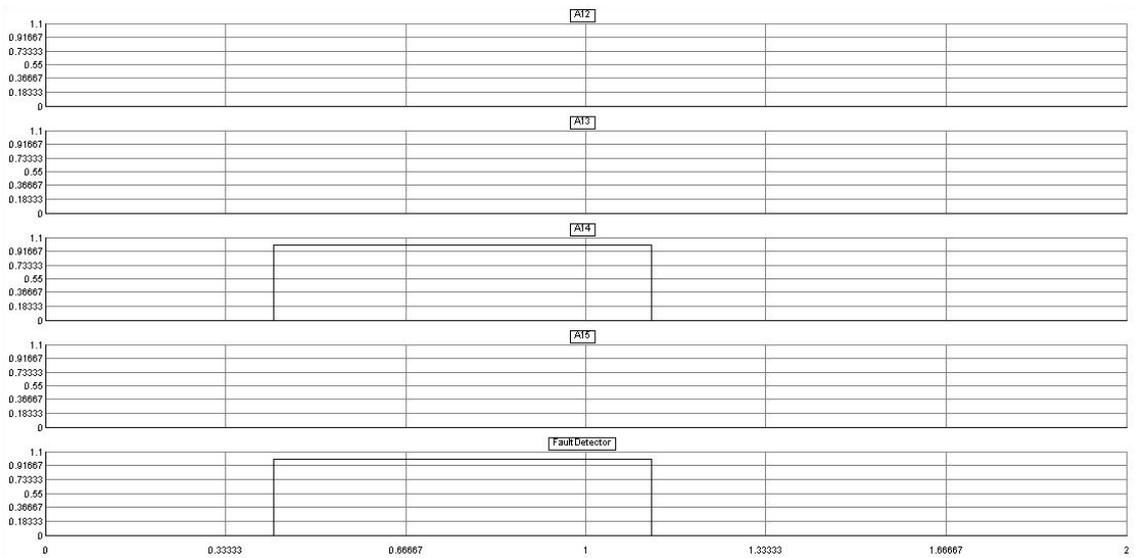


Figura 71. Señales del detector de falta ante una falta monofásica. La grafica de abajo es la salida final que determina la existencia de falta en base a las otras 4 señales que recibe

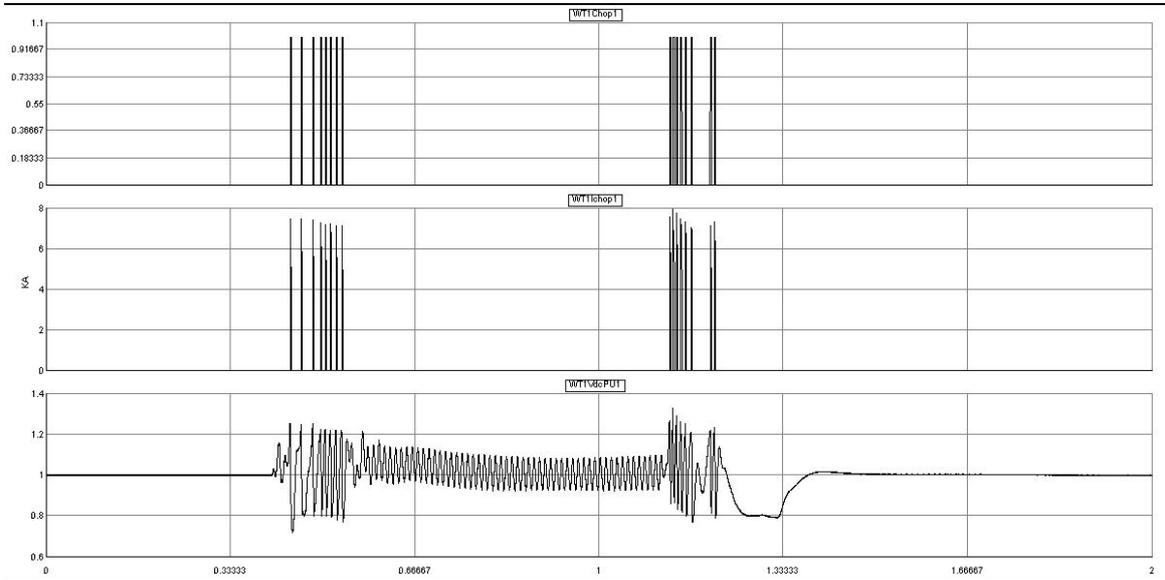


Figura 72. Funcionamiento del Chopper ante una falta monofásica

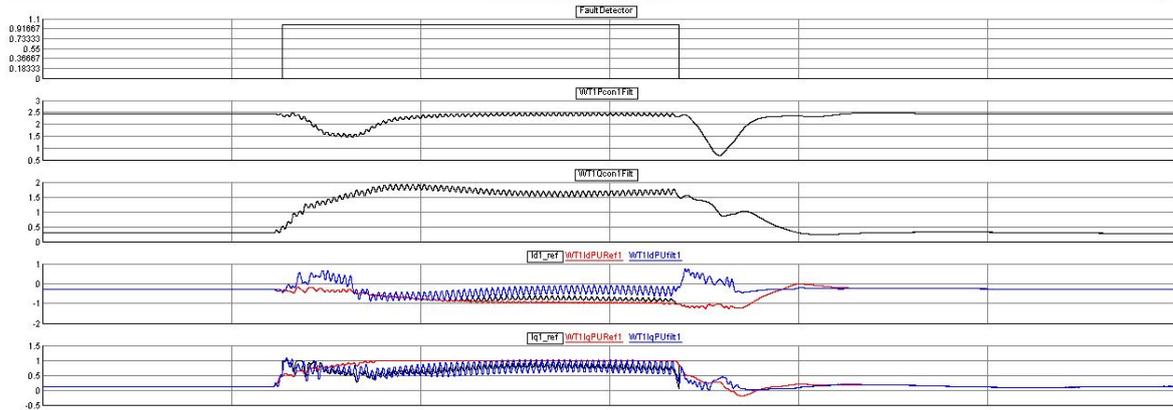


Figura 73. Graficas de arriba abajo en una falta monofásica: detector de falta, potencia activa, potencia reactiva, corriente en plano d y corriente en el plano q

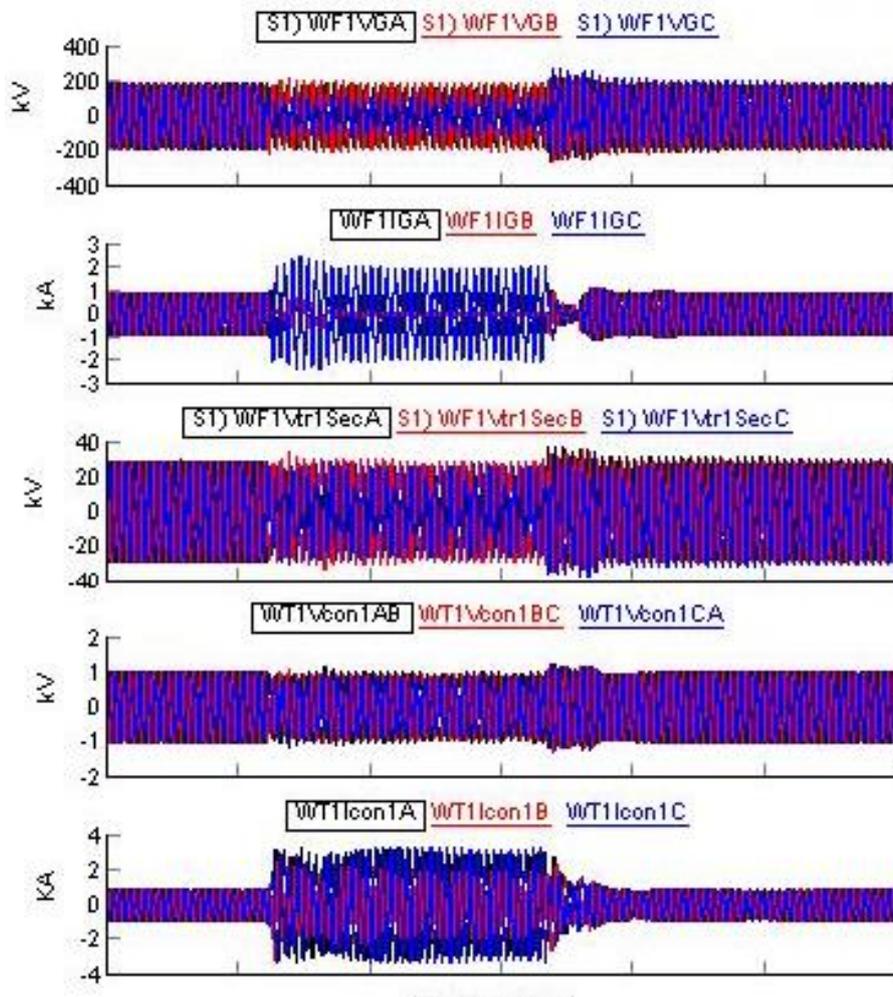


Figura 74. Graficas de tensiones y corrientes en los distintos niveles de tensión en una falta monofásica

Si se realiza una comparación general antes los tres tipos de faltas aplicados, se puede observar que el comportamiento ante huecos asimétricos es menos estable, más oscilatorio y no alcanza los resultados esperados en el control de reactiva, si se compara con el funcionamiento ante huecos trifásicos.

Esto puede deberse a la componente de secuencia inversa que aparece ante las faltas desbalanceadas. En casos como estos, se podría estudiar y aplicar algunas de las estrategias LVRT planteadas en secciones anteriores, para el control de la corriente reactiva de secuencia inversa y obtener mejores resultados.

5. CONCLUSIONES

El Generador de Inducción doblemente alimentado presenta una mayor vulnerabilidad ante perturbaciones debido a su conexión directa a la red. Se ha confirmado mediante investigación y simulaciones la importancia de buscar soluciones alternativas que le permitan adquirir la capacidad LVRT requerida en los códigos de red. Esa misma conexión directa a la red es la que hace que resulte más complejo el control de la corriente reactiva de secuencia inversa luego de una falta. Incluso algunos códigos de red, como el de España, exigen al aerogenerador doblemente alimentado que solo provea su respuesta natural en la inyección de corriente reactiva de secuencia inversa.

La importancia del valor seleccionado para el crowbar condicionará su correcto funcionamiento. En algunas simulaciones realizadas, se confirmó que con un valor muy pequeño las sobre corrientes no circulan por él, pero un valor muy gran puede comprometer la estabilidad de la máquina.

Ante el aumento de parques de generación eólica en el mundo, resulta de mucha importancia continuar con el estudio de las estrategias que permitan al aerogenerador doblemente alimentado dar soporte al restablecimiento de la tensión con la inyección de corriente reactiva.

En este trabajo de investigación, se ha presentado un análisis del contexto que rodea al DFIG y su capacidad de mantenerse conectado durante una falta y dar soporte a la tensión, en el marco del problema que generan a los algoritmos de protección las fuentes de generación basadas en convertidores de potencia. Utilizando un simulador en tiempo real, se realizaron simulaciones para estudiar la respuesta ante huecos de tensión.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. A. B. Mohd Zin *et al*, "An overview on doubly fed induction generators' controls and contributions to wind based electricity generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 692-708, 2013. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113004553>. DOI: 10.1016/j.rser.2013.07.010.
- [2] European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSOE, "Short circuit contribution of new generating units connected with power electronics and protection behavior," 2019.
- [3] Abad Gonzalo., *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation Applications*. 2011.
- [4] S. I. Al-Majed and T. Fujigaki, "Wind power generation: An overview," in - *2010 Modern Electric Power Systems*, 2010,
- [5] RTDS Technologies Inc, "Standardization of renewable energy system modelling," Tutorial Manuals, 2021.
- [6] Z. Chen, J. M. Guerrero and F. Blaabjerg, "A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, (8), pp. 1859-1875, 2009. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2017082.
- [7] M. Cheng and Y. Zhu, "The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review," *Energy Conv. Manag.*, vol. 88, pp. 332-347, 2014. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.08.037.
- [8] R. Cardenas *et al*, "Overview of Control Systems for the Operation of DFIGs in Wind Energy Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, (7), pp. 2776-2798, 2013. DOI: 10.1109/TIE.2013.2243372.
- [9] F. Blaabjerg, M. Liserre and K. Ma, "Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 48, (2), pp. 708-719, 2012. DOI: 10.1109/TIA.2011.2181290.
- [10] S. Chikha, K. Bara and N. Mesbahi, "Comparative study of power converter topologies using in wind energy conversion system based on DFIG," in - *2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2022. DOI: 10.1109/SSD54932.2022.9955733.

- [11] S. Alatai *et al*, "A Review on State-of-the-Art Power Converters: Bidirectional, Resonant, Multilevel Converters and Their Derivatives," *Applied Sciences*, vol. 11, (21), 2021. DOI: 10.3390/app112110172.
- [12] S. M. S. H. Rafin, R. Islam and O. A. Mohammed, "Power electronic converters for wind power generation," in - *2023 Fourth International Symposium on 3D Power Electronics Integration and Manufacturing (3D-PEIM)*, 2023. DOI: 10.1109/3D-PEIM55914.2023.10052364.
- [13] C. J. O'Rourke *et al*, "A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, (4), pp. 2070-2083, 2019. DOI: 10.1109/TEC.2019.2941175.
- [14] Vas Peter., *Vector Control of AC Machines*. 1990.
- [15] D. Tleis Nasser, *Power Systems Modelling and Fault Analysis : Theory and Practice*. 2019.
- [16] G. Li *et al*, "DFIG-based wind farm electromagnetic dynamic model and impact on protection relay of transmission network," in - *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011. DOI: 10.1109/APAP.2011.6180371.
- [17] J. López Taberna, "Comportamiento de generadores eólicos con máquina asíncrona doblemente alimentada frente a huecos de tensión," Marzo. 2018.
- [18] Y. Chang *et al*, "Coordinated Control of DFIG Converters to Comply with Reactive Current Requirements in Emerging Grid Codes," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, (2), pp. 502-514, 2022. DOI: 10.35833/MPCE.2021.000191.
- [19] T. A. Woldu and M. Wolter, "Analysis and modeling of DFIG-based wind turbines with variable frequency regulation capability," in - *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2022. DOI: 10.1109/EEM54602.2022.9921022.
- [20] Ming Yin *et al*, "Study on the control of DFIG and its responses to grid disturbances," in - *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006. DOI: 10.1109/PES.2006.1709031.
- [21] M. Valikhani, R. Mieth and U. Schäfer, "An overview of DFIG ride through strategies under grid faults," in - *2018 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 2018. DOI: 10.1109/SPEEDAM.2018.8445236.

- [22] E. J. Toledo *et al*, "Modelo de aerogenerador de velocidad variable DFIG con control LVRT," in - *2014 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2014. DOI: 10.1109/ARGENCON.2014.6868574.
- [23] Z. Din *et al*, "Low voltage and high voltage ride-through technologies for doubly fed induction generator system: Comprehensive review and future trends," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 15, (3), pp. 614-630, 2021. Available: <https://doi.org/10.1049/rpg2.12047>. DOI: 10.1049/rpg2.12047.
- [24] S. Tohidi and M. Behnam, "A comprehensive review of low voltage ride through of doubly fed induction wind generators," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 412-419, 2016. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115015385>. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.155.
- [25] J. Vidal *et al*, "Single-Phase DC Crowbar Topologies for Low Voltage Ride Through Fulfillment of High-Power Doubly Fed Induction Generator-Based Wind Turbines," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, (3), pp. 768-781, 2013. DOI: 10.1109/TEC.2013.2273227.
- [26] O. P. Mahela *et al*, "Comprehensive Overview of Low Voltage Ride Through Methods of Grid Integrated Wind Generator," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 99299-99326, 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2930413.
- [27] Z. Ying and L. Min, "Research on DFIG control strategy under unbalanced power grid voltage," in - *2022 IEEE 4th International Conference on Power, Intelligent Computing and Systems (ICPICS)*, 2022. DOI: 10.1109/ICPICS55264.2022.9873782.
- [28] H. L. Zhou, G. Yang and D. Y. Li, "Short circuit current analysis of DFIG wind turbines with crowbar protection," in - *2009 International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2009. DOI: 10.1109/ICEMS.2009.5382825.
- [29] J. Morren and S. W. H. de Haan, "Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, (2), pp. 435-441, 2005. DOI: 10.1109/TEC.2005.845526.
- [30] S. Li-ling, Y. Pu and W. Yi, "Simulation research for LVRT of DFIG based on rotor active crowbar protection," in - *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, 2012. DOI: 10.1049/cp.2012.1810.
- [31] B. Djidel *et al*, "Investigation of LVRT capability of a DFIG based WECS under different grid codes," in - *2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, 2022. DOI: 10.1109/SSD54932.2022.9955732.

- [32] BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO No. 203, "Disposiciones Generales 8965," Ago 1, 2020.
- [33] Wei Qiao and R. G. Harley, "Effect of grid-connected DFIG wind turbines on power system transient stability," in - *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008. DOI: 10.1109/PES.2008.4596912.
- [34] R. Aghatehrani, L. Fan and R. Kavasseri, "Coordinated reactive power control of DFIG rotor and grid sides converters," in - *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009. DOI: 10.1109/PES.2009.5275235.
- [35] S. Li *et al*, "Control of DFIG Wind Turbine With Direct-Current Vector Control Configuration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, (1), pp. 1-11, 2012. DOI: 10.1109/TSTE.2011.2167001.
- [36] D. Xie *et al*, "A Comprehensive LVRT Control Strategy for DFIG Wind Turbines With Enhanced Reactive Power Support," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, (3), pp. 3302-3310, 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2240707.
- [37] M. Kayikci and J. V. Milanovic, "Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, (2), pp. 389-396, 2007. DOI: 10.1109/TEC.2006.874215.
- [38] P. Cheng *et al*, "Coordinated Derived Current Control of DFIG's RSC and GSC Without PLL Under Unbalanced Grid Voltage Conditions," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 64760-64769, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2984541.
- [39] Y. Chang, M. Zhao and I. Kocar, "The impact of DFIG control schemes on the negative-sequence based differential protection," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 211, pp. 108564, 2022. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622006605>. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.108564.
- [40] J. Wang, Y. Li and F. Hohn, "Impact and challenges of conventional protection solutions in wind farm connected grids," in - *16th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2022)*, 2022. DOI: 10.1049/icp.2022.0945.
- [41] RTDS Technologies, "RTDS Simulator - Technical Description," 2017.
- [42] B. Liu *et al*, "Research on the value of crowbar resistance to low voltage ride through of DFIG," in - *2015 International Conference on Computer and Computational Sciences (ICCCS)*, 2015. DOI: 10.1109/ICCCS.2015.7361320.