



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTUDIO DE LA CONEXIÓN DE GENERADORES DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE  
ALIMENTADOS MEDIANTE CONVERTORES MODULARES MATRICIALES  
MULTINIVELES ( $M^3C$ ) EN GENERACIÓN EÓLICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ROBERTO IGNACIO BARRIGA HERNÁNDEZ

PROFESOR GUÍA:  
ROBERTO CÁRDENAS DOBSON

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
FELIPE DONOSO MERLET  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE  
2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: ROBERTO IGNACIO BARRIGA HERNÁNDEZ  
FECHA: 2019  
PROF. GUÍA: ROBERTO CÁRDENAS DOBSON

ESTUDIO DE LA CONEXIÓN DE GENERADORES DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE  
ALIMENTADOS MEDIANTE CONVERSORES MODULARES MATRICIALES  
MULTINIVELES ( $M^3C$ ) EN GENERACIÓN EÓLICA

En el presente trabajo de título se simula y analiza la operación de generadores eólicos de inducción doblemente alimentados empleando convertidores matriciales modulares multiniveles en condiciones de operación normal y fallas en la red.

La generación eólica emplea principalmente máquinas de inducción doblemente alimentadas, cubriendo cerca del 50 % de las instalaciones existentes. Esta máquina tiene como principal ventaja que el convertidor se conecta en el rotor, dimensionándose sólo para una potencia de un 30 % de la capacidad nominal de la máquina, lo que hace a este más económico. Además, se puede controlar la potencia activa y reactiva inyectada a la red.

Sin embargo, tanto la capacidad para manejo de fallas, los nuevos requerimientos de LVRT y los crecientes aumentos de potencia de las unidades (llegando a 12 MW) requieren topologías cada vez más robustas de convertidores. Lo anterior debido a que los estatores de estas máquinas se encuentran conectados directamente a la red, que en caso de falla, provoca un flujo magnetizante elevado generando sobretensiones en el rotor, las que si no son sostenidas por el convertidor, provocan fuertes sobrecorrientes, dificultando cumplimiento de los requerimientos en caso de fallas.

Recientemente se ha sugerido que los convertidores matriciales modulares multiniveles pueden tener una buena respuesta durante corto circuitos trifásicos, y se sugiere su investigación en la aplicación de fallas asimétricas (Las que tienen una ocurrencia en torno al 88 % de las fallas en los sistemas de potencia). Sin embargo, aún no se ha probado ni implementado durante operación normal ni en fallas.

Para el estudio, se simula un control que permite la operación frente a requerimientos de red (LVRT), seguimiento de máxima potencia y control del balanceo del  $M^3C$  empleando un modelo del convertidor basado en la transformación lineal  $\alpha\beta 0^2$ . Para la operación normal, se prueba buena dinámica en el balanceo de los condensadores.

Se analiza la operación del convertidor frente a fallas simétricas y asimétricas, estudiando las máximas tensiones que el convertidor puede sintetizar en el rotor. Se demuestra que el convertidor es capaz de operar en la totalidad de una falla trifásica en ciertas condiciones del DFIG, y tiene mayor respaldo frente a fallas asimétricas que las encontradas en convertidores tradicionales.

Las simulaciones son efectuadas para un modelo de DFIG de 6 MW 4 kV implementadas en el software PLECS y MATLAB, para validar la operación en condiciones normales y frente a fallas.



*A Natalia, Alejandra, Cristián y David, por ser el soporte en los malos momentos*

*A mis queridos amigos*

*I got blisters on my fingers!*



# Agradecimientos

Quisiera agradecer todo el apoyo brindado por el área de electrónica de potencia para el desarrollo de este trabajo, así como a todos mis amigos que me han acompañado en este enorme camino que embarque hace años. Mi más sincero agradecimiento a todos ellos

Quisiera agradecer a Roberto Cárdenas, por brindarme la oportunidad de participar en este desafío, y apoyarme en el desarrollo de este trabajo.

A Felipe Donoso, Carlos Melendez y Matías Urrutia por el gran apoyo que me brindaron en la consecución de este trabajo. Sin ellos jamás podría haber concluido este trabajo.

Agradezco a los patrocinadores del proyecto y de este trabajo, Fondecyt Nr. 1180879 y al proyecto basal FB0008.

A Alejandra, que me ha apoyado incondicionalmente en mis peores momentos y ha sido participe de mis mejores alegrías, además por la corrección de ortografía y redacción de este trabajo. A Cristián, por su inigualable sentido del humor que levantaron mi ánimo. A Natalia por su inconmensurable apoyo, amor y paciencia en este largo camino. A Pamela y su familia, por su desinteresado apoyo médico que me ha salvado de lo peor, y a todo el equipo de Bienestar Estudiantil, en especial a Javiera, por su apoyo.

A mi amigo Kevin, compadre, por su inigualable felicidad que contagia y anima, por ser un apoyo increíble, y por compartir con tu familia dónde siempre fui bienvenido. A mis amigos Oscar y Daniel que me apoyaron en este proceso, y me ayudaron cuando más lo necesitaba.

A todas mis queridas compañeras y compañeros con quienes compartí largas horas de trabajo, me nutrí de sus visiones y esfuerzos. A pesar de mis problemas, no los he olvidado.



# Tabla de Contenido

<b>Índice de Tablas</b>	<b>x</b>
<b>Índice de Ilustraciones</b>	<b>xi</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos y alcances . . . . .	4
1.2.1. Objetivo general . . . . .	4
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	4
1.2.3. Alcances . . . . .	4
<b>2. Marco teórico</b>	<b>5</b>
2.1. Principios de conversión de la energía eólica . . . . .	5
2.1.1. Potencia extraída por un aerogenerador . . . . .	5
2.2. Control de los sistemas de conversión eólica . . . . .	7
2.2.1. Seguimiento de la máxima potencia . . . . .	8
2.2.2. Conexión de sistemas de conversión eólicos a la red . . . . .	10
2.3. Generadores de inducción doblemente alimentados . . . . .	12
2.4. Transformaciones $\alpha\beta$ y $dq$ . . . . .	13
2.4.1. Transformada $\alpha\beta$ . . . . .	13
2.4.2. Transformada $dq$ . . . . .	14
2.5. Modelamiento generadores de inducción doblemente alimentados . . . . .	15
2.5.1. Modelo en ejes rotatorios arbitrarios . . . . .	15
2.5.2. Ecuaciones del DFIG en ejes estacionarios $\alpha\beta$ . . . . .	16
2.5.3. Modelo en ejes $dq$ . . . . .	18
2.5.4. Estrategias de control del DFIG . . . . .	18
2.5.5. Potencia y modos de operación del DFIG . . . . .	19
2.6. Control Maximum power point tracking (MPPT) en DFIG . . . . .	20
2.7. Requerimientos de convertidores para sistemas de conversión de energía eólica (WECSs) multi-MW . . . . .	21
2.7.1. Requerimientos lado de la red . . . . .	22
2.7.2. Requerimientos del lado del generador . . . . .	23
2.7.3. Requerimientos de los dispositivos semiconductores . . . . .	23
2.7.4. Requerimientos del sistema de accionamiento . . . . .	24
2.8. Convertidores empleados en los sistemas de generación eólica . . . . .	24
2.8.1. Convertidores de dos niveles . . . . .	24



2.8.2.	Convertidores multiniveles . . . . .	25
2.8.3.	Topologías de convertidores multiniveles clásicos . . . . .	27
2.9.	Convertidores modulares multiniveles en cascada . . . . .	28
2.9.1.	Convertidores MMCC AC-AC . . . . .	29
<b>3.</b>	<b>Modelación del <math>M^3C</math></b>	<b>35</b>
3.1.	Introducción . . . . .	35
3.2.	Topología y generales . . . . .	35
3.3.	Modelo de tensión-corriente . . . . .	37
3.4.	Modelo de potencia-tensión del capacitor . . . . .	41
3.4.1.	Potencias de clúster en coordenadas $\alpha\beta 0^2$ . . . . .	42
3.5.	Análisis de las componentes oscilatorias y condiciones críticas . . . . .	43
3.5.1.	Componentes oscilatorias en coordenadas $\alpha\beta 0^2$ . . . . .	44
3.5.2.	Clasificación de las oscilaciones y grados de libertad de control . . . . .	44
3.6.	Transformación $\Sigma\Delta$ del modelo de potencia-tensión . . . . .	45
3.6.1.	Componentes oscilatorias de CCV en coordenadas $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$ . . . . .	45
3.6.2.	Modelo de tensión-potencia CCV en coordenadas $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$ . . . . .	46
3.7.	Modelo vectorial Tensión-Potencia CCV . . . . .	47
<b>4.</b>	<b>Metodología</b>	<b>50</b>
4.1.	Diseño y control del generador con convertidor . . . . .	50
4.2.	Análisis del comportamiento DFIG+ $M^3C$ en fallas trifásicas sin balanceo . . . . .	51
4.3.	Análisis del comportamiento DFIG+ $M^3C$ en fallas asimétricas sin balanceo . . . . .	52
4.4.	Modelo y simulaciones . . . . .	52
4.5.	Análisis de resultados y propuestas . . . . .	53
<b>5.</b>	<b>Control del <math>M^3C</math></b>	<b>54</b>
5.1.	Control vectorial de balanceo CCV . . . . .	55
5.1.1.	Balanceo de componentes intra de CCV . . . . .	56
5.1.2.	Balanceo de componentes inter de CCV . . . . .	58
5.2.	Control de corrientes circulantes . . . . .	59
5.3.	Control de balanceo medio $v_{c00}$ . . . . .	60
5.4.	Control de balanceo de celda y modelo de celda puente H . . . . .	61
5.4.1.	Modelo de celda puente H . . . . .	61
<b>6.</b>	<b>Operación y control del DFIG mediante <math>M^3C</math> bajo fallas trifásicas</b>	<b>63</b>
6.1.	Comportamiento dinámico del DFIG bajo caídas de tensión simétricas . . . . .	64
6.1.1.	Operación normal . . . . .	64
6.1.2.	Comportamiento dinámico frente a una caída de tensión . . . . .	66
6.2.	Comportamiento general de la operación del DFIG con el convertidor $M^3C$ bajo fallas simétricas . . . . .	68
6.2.1.	Límites tensiones de clústers . . . . .	69
6.2.2.	Tensión de cluster en aplicación al DFIG . . . . .	70
6.2.3.	Tensiones desde el punto de vista del rotor . . . . .	74
6.3.	Control del DFIG bajo fallas trifásicas . . . . .	75
6.3.1.	Modelo de la turbina eólica . . . . .	75
6.3.2.	Control MPPT . . . . .	77

6.3.3.	Control de corrientes de rotor . . . . .	77
6.3.4.	Control de la potencia activa y reactiva de estator . . . . .	79
6.4.	Control del lado de la red . . . . .	80
<b>7.</b>	<b>Operación y control del DFIG mediante <math>M^3C</math> bajo fallas asimétricas</b>	<b>82</b>
7.1.	Comportamiento del DFIG bajo fallas asimétricas . . . . .	82
7.1.1.	Fallas monofásicas . . . . .	85
7.1.2.	Fallas bifásicas entre fases . . . . .	86
7.1.3.	Convertor conectado al rotor y corrientes . . . . .	87
7.2.	Comportamiento general del DFIG con el convertor $M^3C$ bajo fallas asimétricas	88
7.2.1.	Comportamiento visto desde el rotor . . . . .	88
7.2.2.	Comportamiento en la tensión de cluster . . . . .	90
7.3.	Control del DFIG y el $M^3C$ bajo fallas asimétricas . . . . .	92
7.3.1.	Modelo de la máquina en secuencias y control . . . . .	92
7.3.2.	Potencias de estator y referencia de corrientes . . . . .	94
7.3.3.	Control de lado de la red del $M^3C$ bajo fallas asimétricas . . . . .	96
7.4.	Esquemas de protección frente a fallas mediante crowbar . . . . .	98
7.4.1.	Dimensionamiento del crowbar . . . . .	99
<b>8.</b>	<b>Simulaciones</b>	<b>124</b>
8.1.	Caso de estudio . . . . .	124
8.2.	Operación a velocidad fija . . . . .	127
8.3.	Operación a velocidad variable . . . . .	137
8.4.	Resultados simulación frente a fallas simétricas y LVRT . . . . .	152
8.5.	Resultados simulación frente a fallas asimétricas y LVRT . . . . .	164
8.5.1.	Resultados control DFIG con convertor $M^3C$ bajo fallas asimétricas .	164
8.5.2.	Controlabilidad de corrientes en fallas asimétricas . . . . .	174
8.6.	Operación del DFIG ante fallas mediante el convertor $M^3C$ y sistema de protección <i>crowbar</i> . . . . .	183
8.6.1.	Resultados bajo falla asimétrica monofásica total . . . . .	183
8.6.2.	Resultados bajo falla asimétrica bifásica total . . . . .	186
8.6.3.	Resultados bajo falla trifásica total empleando transformador en el rotor	189
<b>9.</b>	<b>Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>194</b>
9.1.	Conclusiones . . . . .	194
9.2.	Trabajo futuro . . . . .	196
<b>10.</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>197</b>

# Índice de Tablas

3.1. Clasificación de las componentes CCV. . . . .	45
8.1. Parámetros del DFIG simulado. . . . .	126
8.2. Parámetros de la turbina simulada. . . . .	126
8.3. Parámetros del convertor $M^3C$ . . . . .	126

# Índice de Ilustraciones

2.1. Modelo del disco actuador: (a) Distribución espacial del viento afectado. (b) Presión del aire en términos de la distancia en el eje horizontal. (c) velocidad del viento en términos de la distribución espacial [45]. . . . .	6
2.2. Principales funciones de control para un sistema de generación eólica [50]. . .	7
2.3. Curvas de coeficientes de potencias considerando varios ángulos de <i>pitch</i> . . .	9
2.4. Curvas de potencia generada en función de la velocidad rotacional de las aspas y la curva de la potencia óptima para diversas velocidades del viento [48]. . .	9
2.5. Curva de potencia extraída en función de la velocidad del viento [44] [47]. . .	10
2.6. Requerimientos de FRT. Perfiles de tensiones para Alemania, Dinamarca, Reino Unido y España [49]. . . . .	12
2.7. Corrientes reactivas que el WECSs debe entregar a la red bajo una caída de tensión, según la normativa E.ON [58]. . . . .	13
2.8. Esquema Scherbius con dos inversores de fuente de tensión PWM en configuración <i>back-to-back</i> [48]. . . . .	14
2.9. Zonas de operación en potencia activa del DFIG [48]. . . . .	20
2.10. Esquemas de control MPPT en sistemas de conversión eólica basados en DFIG. (a) esquema de corriente de cuadratura directa. (b) esquema de control con <i>loop</i> adicional de potencia [51]. . . . .	22
2.11. Esquema simplificado de un convertor de dos niveles para aplicaciones de media tensión y baja potencia. . . . .	25
2.12. (a) Modulación PWM por comparación con onda triangular y tensión deseada a sintetizar. (b) Estado del IGBT 1 a partir de los disparos de la modulación. (c) Tensión fase-neutro ficticio de una pierna del convertor (fase a) y la tasa de cambio de tensión en las transiciones de conmutación. . . . .	26
2.13. Comparación de formas de onda y estimación espectral de la salida de tensión fase-neutro ficticio y fase-fase de una pierna del convertor [96]. . . . .	27
2.14. Topologías de una pierna de convertidores tradicionales multiniveles (a) NPC Converter. (b) FC converter. (c) CHB Converter. . . . .	27
2.15. Dos tipos de topología MMCC sin DC link común y celdas de puente H. (a) Conexión de un clúster por fase y en conexión estrella (SSBC). (b) Conexión de un clúster por fase y en conexión delta (SDBC) [33]. . . . .	29
2.16. Convertor modular multinivel ( $M^2C$ ). (a) Convertor. (b) Celda de medio puente H (chopper). (c) Celda de puente H completo [49]. . . . .	30
2.17. Convertor modular multinivel ( $M^2C$ ) en configuración Back-to-Back [49]. . .	31
2.18. Hexverter [49]. . . . .	32

2.19. Conversor modular matricial multinivel $M^3C$ . (a) Topología del conversor. (b) composición de los clústers. (c) Estructura de un subconvertidor [98]. . . . .	33
3.1. Topología y composición del conversor $M^3C$ , composición de cluster y celda puente H. . . . .	36
3.2. Topología simplificada del conversor $M^3C$ considerando los condensadores balanceados. . . . .	38
3.3. Circuitos equivalentes del modelo transformado en coordenadas doble- $\alpha\beta$ . (a) Lado de la máquina. (b) Lado de la red. (c) Corrientes circulantes. (c) Tensión en modo común [49]. . . . .	40
4.1. Esquema de la metodología. . . . .	50
4.2. Esquema de la metodología para simulación. . . . .	52
5.1. Esquema de control anidado para el sistema de generación eólica basada en DFIG empleando $M^3C$ . . . . .	55
5.2. Objetivos y estrategia de control para el sistema de generación eólica basada en DFIG empleando $M^3C$ . . . . .	56
5.3. Control Vectorial CCV de las componentes de balanceo intra y referencias de corrientes circulantes. FN: filtro notch. . . . .	58
5.4. Control Vectorial CCV de las componentes de balanceo inter y referencias de corrientes circulantes. FN: filtro notch. . . . .	59
5.5. Esquema de control de corrientes circulantes. . . . .	60
5.6. Esquema de control de celda de un clúster. . . . .	62
5.7. Esquema del modelo simplificado dinámico del puente H. . . . .	62
6.1. Modelo vectorial de la máquina desde el punto de vista de ejes $\alpha\beta$ de rotor. . . . .	68
6.2. Conversor simplificado para análisis matemático de operación en fallas. . . . .	71
6.3. Comportamiento de las tensiones de clúster durante operación normal ( $d=0$ ), una falla de profundidad $d=0.5$ y $d=1$ y las máxima tensión que el clúster puede sintetizar. . . . .	74
6.4. Comportamiento de las tensiones de rotor durante operación normal ( $d=0$ ), una falla de profundidad $d=0.5$ y $d=1$ y las máximas tensiones que el $M^3C$ puede producir en el rotor. . . . .	75
6.5. Esquema de control vectorial del DFIG basado en orientación de flujo. TC: términos de compensación [48] [71]. . . . .	78
6.6. Esquema de estimación de flujo y PLL basado en producto cruz para ángulo y velocidad de flujo $\omega_e, \bar{\psi}_{s\alpha\beta}$ . . . . .	79
6.7. Esquema de control vectorial del lado de la red del conversor $M^3C$ basado en orientación en la tensión de la red. . . . .	81
7.1. Tensiones máximas de rotor frente a una falla monofásica, considerando y sin considerar flujo natural. . . . .	102
7.2. Tensiones máximas de rotor frente a una falla bifásica, considerando y sin considerar flujo natural. . . . .	103
7.3. Tensiones máxima de rotor y del conversor en el lado del rotor para fallas monofásicas sin flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	104

7.4.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas con flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	105
7.5.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas sin flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	106
7.6.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas con flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	107
7.7.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas sin flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	108
7.8.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas con flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	109
7.9.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas sin flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	110
7.10.	Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas con flujo natural y profundidades $d = 0,5$ y $d = 1$ . . . . .	111
7.11.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural nulo, considerando transformador. . . . .	112
7.12.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural, considerando transformador. . . . .	113
7.13.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural nulo, considerando transformador. . . . .	114
7.14.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural, considerando transformador. . . . .	115
7.15.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural nulo, sin transformador. . . . .	116
7.16.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural, sin transformador. . . . .	117
7.17.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural nulo, sin transformador. . . . .	118
7.18.	Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural, sin transformador. . . . .	119
7.19.	Esquema de control vectorial dual del DFIG basado en orientación de flujo bajo fallas asimétricas. . . . .	120
7.20.	Esquema de separación de componentes simétricas basados en DSC del flujo y tensión de estator. . . . .	120
7.21.	Esquema de separación de componentes simétricas de la corriente de rotor mediante filtros notch sincrónicos. . . . .	121
7.22.	Control vectorial dual lado de la red. TC: Términos de compensaciones. . . . .	121
7.23.	Esquema de generación eólica basada en DFIG empleando el convertor $M^3C$ y sistema de protección de crowbar activo. . . . .	122
7.24.	Modelo vectorial de la máquina desde el punto de vista de ejes $\alpha\beta$ de rotor y crowbar. . . . .	122
7.25.	Dimensionamiento del <i>crowbar</i> en el caso de una falla trifásica total para un convertor tradicional BTB y el convertor $M^3C$ . . . . .	123
8.1.	Esquema de generación eólica basada en DFIG empleando el convertor $M^3C$ . . . . .	125

8.2.	Resultados de simulación para la operación en estado estacionario y velocidad fija del DFIG. (a) Tensión de capacitor de clúster (CCV). (b) Términos de desbalances inter. (c) Términos de desbalances intra. (d) Tensión media de los capacitores $v_{c00}$ y su referencia. . . . .	128
8.3.	Resultados de simulación para la operación en estado estacionario y velocidad fija del DFIG. (a) Tensión de capacitor de clúster (CCV). (b) Términos de desbalances inter. (c) Términos de desbalances intra. (d) Tensión media de los capacitores $v_{c00}$ y su referencia. . . . .	129
8.4.	Seguimiento de corrientes circulantes en el $M^3C$ para la operación del DFIG en estado estacionario y velocidad fija. (a) Corriente $i_{\alpha\alpha}$ . (b) Corriente $i_{\alpha\beta}$ . (c) Corriente $i_{\beta\alpha}$ . (d) Corriente $i_{\beta\beta}$ . . . . .	130
8.5.	(a) Tensión fase-fase de la red. (b) Corriente de la red. . . . .	131
8.6.	(a) Tensión fase-fase de estator. (b) Corriente de estator. . . . .	132
8.7.	(a) Tensión fase-fase de rotor. (b) Corriente de rotor. . . . .	133
8.8.	(a) Tensión de cluster. (b) Corriente de cluster. . . . .	134
8.9.	(a) Potencias de estator. (b) Potencias del lado de la red. (c) Potencias de rotor. . . . .	135
8.10.	Potencias inyectada a la red del esquema de generación DFIG es estado estacionario y velocidad fija. . . . .	136
8.11.	Corrientes en ejes dq de rotor bajo velocidad fija. (a) Corriente reactiva. (b) Corriente de torque. . . . .	137
8.12.	Curva de factor de potencia versus tip-speed ratio. . . . .	138
8.13.	Curva de potencia versus velocidad aspas. línea roja punteada indica la máxima potencia extraíble para distintas velocidades de viento. . . . .	139
8.14.	Resultados de simulación para la operación para velocidad variable del DFIG. (a) Tensión de capacitor de clúster (CCV). (b) Términos de desbalances inter. (c) Términos de desbalances intra. (d) Tensión media de los capacitores $v_{c00}$ y su referencia. . . . .	140
8.15.	Deslizamiento, frecuencia y velocidad de la máquina para operación variable. (a) Deslizamiento. (b) frecuencia del lado del rotor. (c) velocidad del rotor. . . . .	141
8.16.	Componentes DC de los desbalances CCV en $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$ para velocidad variable (a) Componente DC desbalance inter. (b) Componente DC desbalance intra. (c) Componente $\Sigma\Delta$ de desbalance intra. . . . .	142
8.17.	Seguimiento de corrientes circulantes en el $M^3C$ para la operación del DFIG a velocidad variable (a) Corriente $i_{\alpha\alpha}$ . (b) Corriente $i_{\alpha\beta}$ . (c) Corriente $i_{\beta\alpha}$ . (d) Corriente $i_{\beta\beta}$ . . . . .	143
8.18.	(a) Tensión fase-fase de la red. (b) Corriente de la red. . . . .	144
8.19.	(a) Tensión fase-fase de estator. (b) Corriente de estator. . . . .	145
8.20.	(a) Tensión fase-fase de rotor. (b) Corriente de rotor. . . . .	146
8.21.	(a) Tensión fase-fase del lado de la red. (b) Corriente del lado de la red. . . . .	147
8.22.	(a) Tensión de cluster. (b) Corriente de cluster. . . . .	148
8.23.	(a) Potencias de estator. (b) Potencias del lado de la red. (c) Potencias de rotor. . . . .	149
8.24.	Potencias inyectada a la red del esquema de generación DFIG a velocidad variable. . . . .	150
8.25.	Seguimiento MPPT. . . . .	151
8.26.	Corrientes en ejes dq de rotor bajo velocidad fija (a) Corriente reactiva. (b) Corriente de torque. . . . .	152
8.27.	Requerimientos LVRT chileno de acuerdo a la NTSyCS. . . . .	153

8.28. Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Magnitud de la tensión y falla. (b) tensión fase-neutro de red. (c) corriente fase-neutro de red. . . . .	154
8.29. Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensión de estator. (b) Corriente de estator. . . . .	155
8.30. Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensión de lado de la red. (b) Corriente del lado de la red. . . . .	156
8.31. Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensión de rotor. (b) Corriente de rotor. . . . .	157
8.32. Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensiones de cluster. (b) Corrientes de cluster. . . . .	158
8.33. Resultados de simulación del flujo de estator en ejes en la operación frente falla trifásica total y control LVRT y evolución del flujo natural de estator. .	159
8.34. Resultados de simulación corriente de rotor en ejes $dq$ para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. . . . .	160
8.35. Resultados de simulación corriente del lado de la red en ejes $dq$ para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. . . . .	161
8.36. Potencia activa y reactiva en la red para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. . . . .	162
8.37. Potencia activa y reactiva para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Potencia activa y reactiva en estator. (b) potencia activa y reactiva en el lado de la red. . . . .	163
8.38. Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Magnitud de la tensión y falla. (b) tensión fase-neutro de red. (c) corriente fase-neutro de red. . . . .	165
8.39. Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Tensión de estator. (b) Corriente de estator. . . . .	166
8.40. Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica total y control LVRT. (a) Tensión de lado de la red. (b) Corriente del lado de la red. . . . .	167
8.41. Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Tensión de rotor. (b) Corriente de rotor. . . . .	168
8.42. Resultados de simulación para la operación frente a una falla monofásica y control LVRT. (a) Tensiones de cluster. (b) Corrientes de cluster. . . . .	169
8.43. Resultados de simulación del flujo de estator en ejes $dq$ en la operación frente falla monofásica y control LVRT. . . . .	170
8.44. Resultados de simulación corriente de rotor en ejes $dq$ para la operación frente falla monofásica y control LVRT. . . . .	171
8.45. Resultados de simulación corriente del lado de la red en ejes $dq$ para la operación frente falla monofásica y control LVRT. . . . .	172
8.46. Potencia activa y reactiva en la red para la operación frente falla monofásica y control LVRT. . . . .	173
8.47. Potencia activa y reactiva para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Potencia activa y reactiva en estator. (b) potencia activa y reactiva en el lado de la red. . . . .	174
8.48. Tensión de red en la falla monofásica empleada. . . . .	176
8.49. Tensiones y corriente de rotor en falla monofásica total. . . . .	177
8.50. Tensión y corriente de cluster. . . . .	178



8.51. Tensiones de cluster requeridas para control de corrientes. . . . .	179
8.52. Tensión de red en la falla monofásica empleada. . . . .	180
8.53. Tensiones y corriente de rotor en falla monofásica total. . . . .	181
8.54. Tensión y corriente de cluster. . . . .	182
8.55. Tensiones de cluster requeridas para control de corrientes. . . . .	183
8.56. Tensión, corriente de rotor y corriente por el <i>crowbar</i> en una falla monofásica total. . . . .	184
8.57. Tensión y corriente de cluster en una falla monofásica total con <i>crowbar</i> . . .	185
8.58. Potencias activa y reactiva de estator y total en una falla monofásica total con <i>crowbar</i> . . . . .	186
8.59. Tensión, corriente de rotor y corriente por el <i>crowbar</i> en una falla bifásica total.187	
8.60. Tensión y corriente de cluster en una falla bifásica total con <i>crowbar</i> . . . . .	188
8.61. Potencias activa y reactiva de estator y total en una falla bifásica total con <i>crowbar</i> . . . . .	189
8.62. Tensión, corriente de rotor y corriente por el <i>crowbar</i> en una falla trifásica total.190	
8.63. Tensión y corriente de cluster en una falla trifásica total con <i>crowbar</i> . . . . .	191
8.64. Potencias activa y reactiva de estator y total en una falla trifásica total con <i>crowbar</i> . . . . .	192
8.65. Evolución del flujo natural para una falla trifásica total considerando <i>crowbar</i> . 193	

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

El desarrollo socioeconómico de las comunidades modernas está cada vez más ligado al acceso de la electricidad. Durante las últimas décadas, el suministro de energía se ha satisfecho mayoritariamente con fuentes de combustibles fósiles.

No obstante, se han identificado dos problemas en la generación convencional fósil. El primero de ellos es que estas fuentes son limitadas y no renovables y segundo, generan gases de efecto invernadero, principalmente el dióxido de carbono, contribuyendo de manera considerable al calentamiento global, que trae como consecuencia irregularidades climáticas, aumento del nivel del océano y reducción en la producción de alimentos [1-4].

De aquí que se hace necesario cambiar el paradigma de la generación energética hacia formas más sustentables. En este contexto, las energías renovables han emergido como posible solución al problema de la limitación de recursos e impacto medioambiental. Sin embargo, existen variados desafíos técnicos en la operación de sistemas con alta penetración renovable, entre éstos, la regulación de frecuencia, la calidad de potencia y la confiabilidad [6][8][10].

A pesar de los desafíos presentados, las ventajas de los sistemas renovables son lo suficientemente atractivas para motivar la investigación e inserción de estas tecnologías. De hecho, a nivel global, éstas alcanzaron una penetración estimada de un 24,5 % al 2016 destacándose la eólica con un 4 %, biomasa con un 2 %, y solar con un 1,5 % [9]. En el contexto nacional las fuentes eólica y solar suman una participación de un 14 % al 2018, con un 6 % y 8 % respectivamente [10].

De las energías renovables actualmente desarrolladas, la de mayor crecimiento e impacto ha sido la eólica, aumentando de 17,4 GW de potencia instalada mundial en el año 2000, a casi 487 GW hacia finales del 2016 [10]. En Europa se espera una penetración de esta generación en un 50 % al 2030 [11].

Las principales máquinas empleadas en los sistemas de conversión eólicos Multi-MW (WECSs- “Wind Energy Conversion systems”) son los generadores sincrónicos de imanes

permanentes (PMSG) y los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG). Estos últimos son empleados en casi el 50 % de los aerogeneradores. El DFIG tiene como ventaja principal que el convertidor se conecta en el rotor, dimensionándose para una fracción de la capacidad de su potencia nominal, lo que lo hace más económico [51] [50]. Sin embargo, el manejo de fallas (en especial de corto circuitos) y las nuevas regulaciones asociadas a la respuesta en torno a éstas [55] [56] [57] [58] [59] requieren topologías cada vez más robustas, debido principalmente a que los devanados de estator se encuentran conectados directamente a la red, por lo que en caso de falla se genera un transitorio en el flujo magnético que induce altas sobre-tensiones y sobre-corrientes en el rotor, lo que empeora el desempeño del convertidor, llegando incluso a destruirlo [62] [63] [64] [51] [50] [59]. Esto conlleva el uso de convertidores sobredimensionados (para generar una tensión del orden de la generada en la falla y así mantener las corrientes controladas) [51] [59] y sistemas de protección adicionales (como *crowbars*). Lo anteriormente señalado reduce la utilidad de estos generadores frente a los PMSG, los que no obstante son más costosos y con convertidores dimensionados para la potencia nominal de la máquina (*full converters*). De esta manera las recientes investigaciones se centran en mejorar la respuesta de los DFIG por su competitividad económica [51] [50].

Los recientes focos de investigación, se basan en el aumento de las dimensiones de la turbina. El interés en unidades cada vez mayores se debe a que éstas son capaces de capturar mayor energía de una misma masa de aire, debido a que la potencia que es posible extraer depende proporcionalmente del cuadrado del diámetro de la turbina. Además, los sistemas eólicos (WECSs) responden a una economía de escala, reduciendo la estructura de costos al operar con unidades más grandes [12]. Debido a esto, las potencias nominales de las turbinas y generadores han ido escalando a valores que alcanzan los 9.5 MW por unidad, como la ofrecida por Vestas con su modelo V164. De hecho, General Electric se encuentra desarrollando un sistema que alcanzaría los 12 MW (Haliade-X 12 MW), mientras que existen prototipos experimentales que llegan a los 20 MW [13-18].

Sin embargo, a pesar de la tendencia en el aumento de potencia, la mayoría de los sistemas de conversión eólica están basados en convertidores de baja tensión (bajo 2.3 kV), usualmente equipados con IGBT (Isolated Gate Bipolar Transistor) de 1700 V para la conexión a la red de baja tensión [50] [41]. El empleo de éstos en los sistemas de generación eólico de creciente potencia, genera problemas relacionados con la aparición de grandes corrientes de línea, lo que ocasiona altas pérdidas en el cobre, mayor dimensionamiento de la capacidad de los cables, baja densidad de potencia, sumado a la necesidad de un transformador elevador previo a la conexión a la red [41]. Adicionalmente en caso de falla en los DFIG no son capaces de soportar la sobre-tensión, requiriendo la pérdida total de control o desconexión del generador. Todo lo anterior produce incremento en los costos de inversión.

Debido a estos problemas, se han incorporado convertidores de media tensión (MV) a los sistemas de generación eólica sobre los 3 MW, lo que ha resultado en una disminución de los costos de producción [7]. La operación en media tensión requiere 4 grandes requerimientos, los que corresponden a los del lado de la red, en términos de adecuado contenido armónico, regulación del factor de potencia y supresión de resonancia LC. En segundo lugar, se encuentran los del lado del generador, con la limitación de la tasa de cambio de las tensiones, las resonancias LC y las vibraciones torsionales. En tercer lugar, las restricciones de switcheo de los dispositivos semiconductores y por último, los requerimientos de accionamientos, como la

buena eficiencia, bajo costo de manufactura, menores dimensionamientos, alta confiabilidad, protección frente a fallas, operación en cuatro cuadrantes, entre otros [95].

Los convertidores de media tensión usualmente empleados corresponden a los llamados multiniveles, en el que los NPC (*Neutral-point clamped converter*) son los más usados en WECSs sobre los 3 MW [20-22] [95]. Estos convertidores generan varios valores de tensión a la salida respecto al neutro ficticio y resuelven los requerimientos de operación en media tensión. No obstante, su aplicación se ve limitada debido a las desiguales pérdidas de potencia en los dispositivos semiconductores, dado que se conectan en cascada para aplicaciones en media tensión, y como no tienen las mismas características estáticas y dinámicas, no comparten la misma tensión en el modo de bloqueo y en los transitorios de *switches*, siendo requerido ecualizadores para su operación y protección [23].

Recientemente han sido propuestos nuevos esquemas de convertidores, entre los que se destacan los convertidores modulares multiniveles en cascada (MMCC). En estas topologías las tensiones pueden ser fácilmente adaptadas a valores de media tensión y potencias sobre los 10 MW al configurar en serie varias celdas (modularidad). Otras ventajas son la capacidad de operación sin transformador, bajas distorsiones armónicas en las tensiones de salida, bajas pérdidas por conmutación y menor interferencia electromagnética [25]-[32] [35] [33] [96]. Estas familias de convertidores se han empleado en sistemas monofásicos y en transmisión HVDC [28-31], sin embargo, la aplicación en generación de velocidad variable y alta potencia ha sido escasa, siendo actualmente un tema de investigación emergente [49].

Los WECSs requieren de electrónica de potencia capaz de manejar conversión AC-AC, operación en media tensión, control a velocidad variable, cumplimiento de normativas de conexión a la red, entre otros. De esta forma los esquemas MMCC más adecuados corresponden a las topologías “Modular Multilevel Converter” ( $M^2C$ ) en configuración Back-to-Back, el Hexverter y el “Modular Multilevel Matrix Converter” ( $M^3C$ ), también denominado *Modular Multilevel Cascade Converter Based on Triple-Star Bridge Cell* [97] [49].

El  $M^3C$  se ha considerado una tecnología promisoría para WECSs y ha mostrado buen desempeño en aplicaciones basadas en PMSG [49]. Sin embargo, este convertidor no ha sido analizado ni implementado en WECSs basados en DFIG. Recientemente el equipo de investigación de la universidad de Karlsruhe ha sugerido beneficios en su empleo, particularmente frente a fallas tipo corto circuitos y soporte de FVRT [34].

El presente trabajo de investigación estudia el comportamiento y beneficios del empleo del convertidor  $M^3C$  en generación eólica basada en DFIG, estudiando particularmente su comportamiento en operación normal y frente a fallas de caídas de tensión.

## 1.2. Objetivos y alcances

### 1.2.1. Objetivo general

Estudiar y analizar teóricamente y por simulación el comportamiento del convertor  $M^3C$  en generación eólica basada en DFIG en operación normal y en fallas, analizando los límites y beneficios en la operación de este convertor frente a estas últimas.

### 1.2.2. Objetivos específicos

1. Estudiar la operación del convertor  $M^3C$  en la generación eólica basada en DFIG para operación normal, considerando el control de balanceo de condensadores y simular numéricamente.
2. Analizar teóricamente los límites de controlabilidad del convertor frente a fallas simétricas y asimétricas.
3. Validar el análisis teórico mediante simulaciones de un sistema de generación eólica basada en DFIG empleando el convertor  $M^3C$ . Para ello se adapta e implementa el control de este convertor propuesto por [49].
4. Validar las conjeturas efectuadas en [34], en términos buen comportamiento frente a fallas simétricas, y validar la operación para fallas asimétricas.

### 1.2.3. Alcances

En el presente trabajo de título se estudia el comportamiento en condición normal considerando el convertor compuesto por un modelo promediado del puente H, debido a que no interesa el estudio de pérdidas por conmutación ni contenido armónico, que fueron demostrado en trabajos previos [49] [99] [100] [104] [105].

Para el estudio del comportamiento frente a fallas, se simula el convertor por un modelo de fuentes de tensión controladas, debido a que se supone el balanceo, y su estudio se deja para un trabajo futuro. De este modo se omite el estudio de balanceo de condensadores.

# Capítulo 2

## Marco teórico

### 2.1. Principios de conversión de la energía eólica

La generación de energía eléctrica a partir del viento se basa en la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación de las aspas, la que es convertida por el generador en energía eléctrica.

El viento corresponde a una corriente del gas atmosférico a gran escala. Los factores que dan origen a éste corresponden principalmente a la radiación solar, la rotación de la tierra y las perturbaciones atmosféricas [36] [37] [38] [39] [40]. Las interacciones entre estos distintos factores sigue un proceso complejo que no forma parte del presente trabajo de título.

#### 2.1.1. Potencia extraída por un aerogenerador

Uno de los modelos más empleados para el cálculo de la potencia que es posible extraer del viento en un generador eólico horizontal es el modelo del disco actuador, derivado de la teoría del momento en fluidodinámica, empleado por Albert Betz. [38] [42]. Una derivación de las ecuaciones de potencia extraída es presentada en [45].

Cuando el viento pasa a través de la hélice, ésta extrae su energía cinética y pierde velocidad, sin embargo, la masa de aire que no atraviesa por la turbina se supone que no es afectada ni presenta pérdidas de potencia.

En la figura (2.1.a) se observa la región de viento cercana a la turbina eólica, donde la interior delimitada es la que es afectada por la turbina, mientras que la región externa no es afectada por ésta. Además, horizontalmente se definen 3 regiones: la región del viento incidente (región 1), la del viento que pasa por la turbina (región 2), y la región de la turbina (sin valor). Las variables  $v$  y  $S$  corresponden a la velocidad del viento (el subíndice indica cada región horizontal) y el área de cada región respectivamente.

En la región de la turbina ocurre un abrupto cambio de presión (2.1.b), que origina la rotación de las aspas.

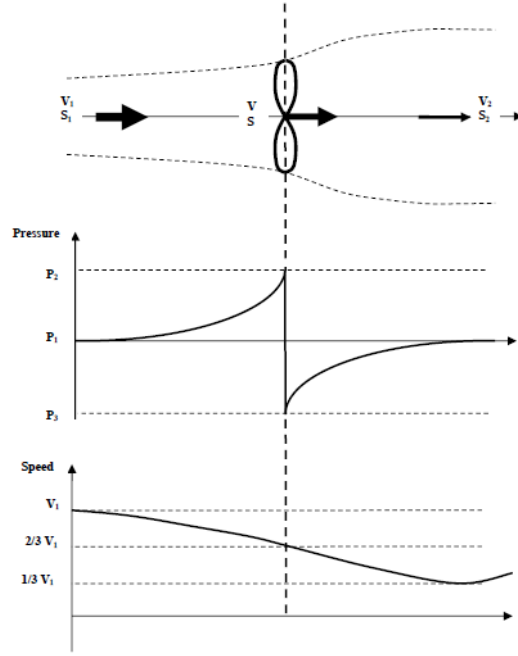


Figura 2.1: Modelo del disco actuador: (a) Distribución espacial del viento afectado. (b) Presión del aire en términos de la distancia en el eje horizontal. (c) velocidad del viento en términos de la distribución espacial [45].

La expresión de la potencia capturada por la turbina, se representa por:

Se llega a la expresión de potencia (2.2):

$$P = \frac{1}{2} \rho S v_1^3 C_p \quad (2.1)$$

En el que  $\rho$  es la densidad del viento, que se supone constante en dicha región. El coeficiente de potencia  $C_p$  como el factor adimensional, que representa la cantidad de viento convertible en potencia rotacional.

De aquí se tiene que la potencia extraída por el aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad incidente a la turbina. Considerando que el área incidente en la turbina de radio  $r$  es aproximadamente  $\pi r^2$ , la potencia también es proporcional al cuadrado del radio de las aspas (o diámetro de ésta), es decir:

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 C_p(\lambda) v^3 \quad (2.2)$$

El valor para el cual la potencia extraída por la turbina eólica es máxima, se encuentra con el máximo de  $C_p$  en términos del factor de interferencia  $a$ , lo que se logra derivando con respecto a  $a$  e igualando a cero esta derivada para encontrar el factor de interferencia óptimo.

Se escoge la solución físicamente factible, es decir la que concluye que  $v_1$  y  $v_2$  son positivas (no hay turbulencias y sigue la misma dirección)

$$a = \frac{1}{3} \quad (2.3)$$

$$C_{p \max} = \frac{16}{27} \approx 0,59259 \quad (2.4)$$

De esta forma, el factor de potencia máximo teórico posible de extraer en una turbina eólica es de un 59,26 %, el que es conocido como límite de Betz. No obstante, este valor está lejos de ser alcanzado por las turbinas actuales, de hecho las presentes en el mercado llegan a valores de  $C_{p \max}$  en torno a 0.4-0.5 [36] [37] [38] [39] [40] [42] [45] [46] [48].

## 2.2. Control de los sistemas de conversión eólica

Los sistemas de control de las turbinas eólicas están orientados a lograr un desempeño eficiente dinámico y en régimen permanente. Para ello, muchas son las variables medidas, tales como la velocidad del viento, la dirección de éste, las tensiones y corrientes de red, tensiones y corrientes de generador, para ajustar los puntos de operación a la referencia deseada. Muchos son los objetivos y requisitos para la conexión a la red de generadores eólicos, requiriendo flexibilidad y variedad de esquemas de control para estos objetivos, entre los que se incluye el seguimiento de la máxima potencia, control de frecuencia, control para FRT, entre otros [37] [38] [41] [49] [50] [54]. Estos objetivos se resumen en la figura (2.2)

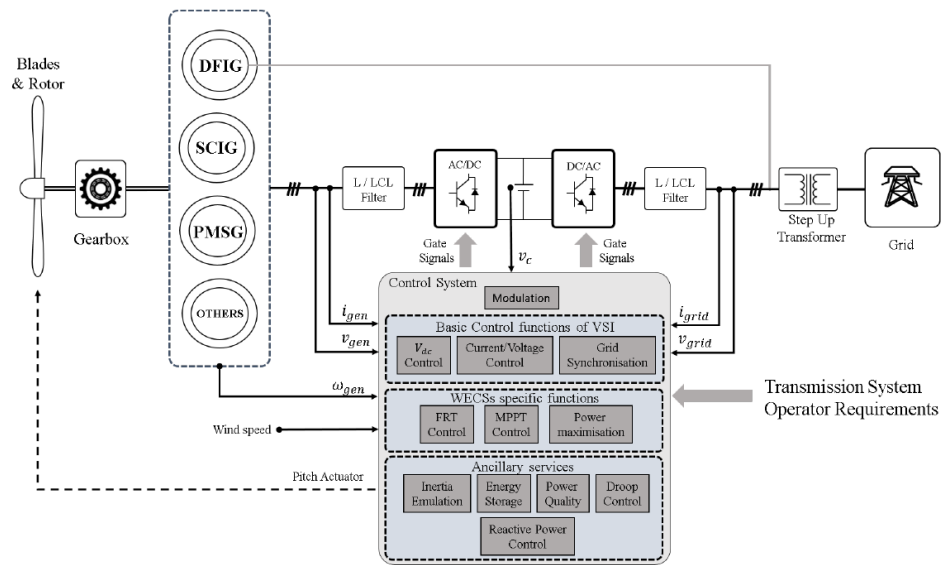


Figura 2.2: Principales funciones de control para un sistema de generación eólica [50].



### 2.2.1. Seguimiento de la máxima potencia

El factor de potencia  $C_p$  depende de la eficiencia aerodinámica y de la dinámica de las aspas. Los factores aerodinámicos que más afectan el comportamiento de  $C_p$  son la razón de velocidad de punta de las aspas (o *tip-speed ratio*)  $\lambda$ , y el ángulo de ataque (o *pitch angle*)  $\beta$ . [42] [50] [45] [36] [37] [38] [39] [40]. A medida que el ángulo de ataque  $\beta$  aumenta, las aspas disminuyen la potencia que pueden convertir, este ángulo es controlado mediante la rotación del aspa en el eje de ésta mediante servomecanismos con control de *pitch* (control activo) o bien (o en conjunto con el anterior) mediante el diseño aerodinámico de las aspas, conocido como *stall control* (control pasivo). Estos controles actúan cuando la velocidad del viento supera un valor determinado por el fabricante para evitar complicaciones mecánicas. En operación normal se fija  $\beta = 0$ , y se evita controlar la potencia a modo de reserva con este sistema para no deteriorar el servomecanismo y evitar su mantención periódica [42] [45] [43]. La razón de velocidad de punta de las aspas se define como:

$$\lambda = \frac{\omega_r^{\text{aspas}} r}{v} \quad (2.5)$$

Con  $\omega_r^{\text{aspas}}$  la velocidad rotacional de las aspas,  $r$  el radio de la turbina, y  $v$  la velocidad del viento incidente.

Para estas curvas, por lo general se tienen datos empíricos en tablas dispensadas por el respectivo fabricante. sin embargo, han habido estudios que determinan funciones analíticas de las curvas  $C_p$  versus  $\lambda$ , entre estos la determinada en [18]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 (c_2 \theta - c_3 \beta - c_4 \beta^x - c_5) \exp(-c_6 \theta) \quad (2.6)$$

$$\theta = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (2.7)$$

La curva del factor de potencia en función de la razón de velocidad de punta de las aspas, y con distintos ángulos de ataques  $\beta$ , empleando la expresión anterior, se muestra en la figura (2.3).

En general, para operación normal, con  $\beta = 0$ , el máximo coeficiente de potencia  $C_p$  se obtiene para  $\lambda$  entre 6 y 8 [45] [48].

Las potencias máximas que se pueden obtener se logran si la máquina es capaz de operar a velocidad variable, además de inyectar potencia más estable a la red frente a variaciones de viento (ya que la turbina actúa como un filtro pasa bajos, mejorando la calidad de potencia), reducido esfuerzos mecánicos, entre otros aspectos. Es por esto que prácticamente todos los generadores eólicos instalados operan a velocidad variable.

De las ecuaciones (2.2) y (2.5) se puede modificar las curvas de  $C_p$  vs  $\lambda$  para obtener las curvas de potencia en función de la velocidad de rotación de las aspas para distintas velocidades de viento ( $v_1, v_2, \dots$ ). Es decir, se tienen las curvas dadas por la ecuación (2.8),

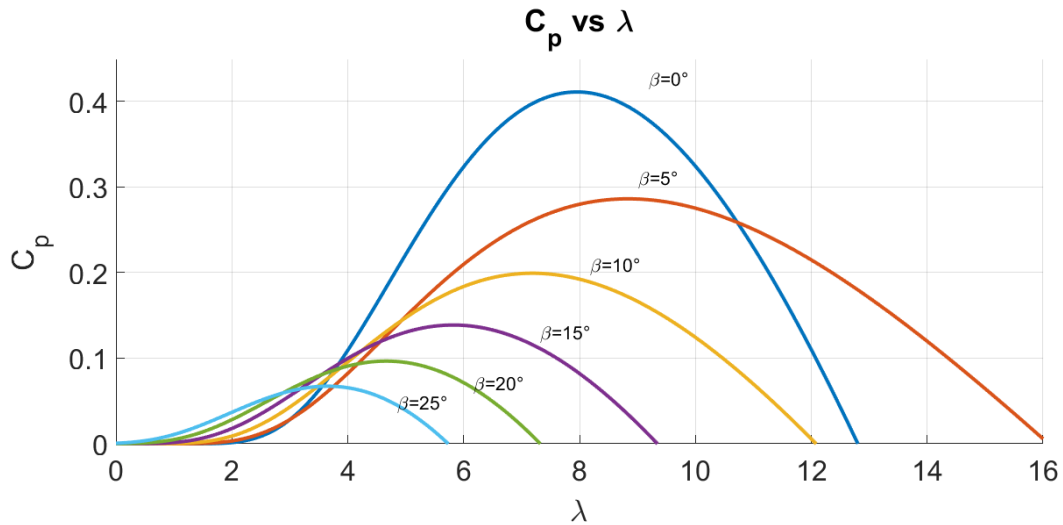


Figura 2.3: Curvas de coeficientes de potencias considerando varios ángulos de *pitch*.

en el que se fija el ángulo de *pitch* en 0 ( $\beta = 0$ ), y la familia de curvas obtenidas se grafica en la figura (2.4). Para expresar  $C_p$  en términos de  $\omega_r^{\text{aspas}}$  basta expresar  $C_p$  en términos de  $\omega_r^{\text{aspas}}$

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 v^3 \cdot C_p \left( \frac{\omega_r^{\text{aspas}} r}{v} \right) \quad (2.8)$$

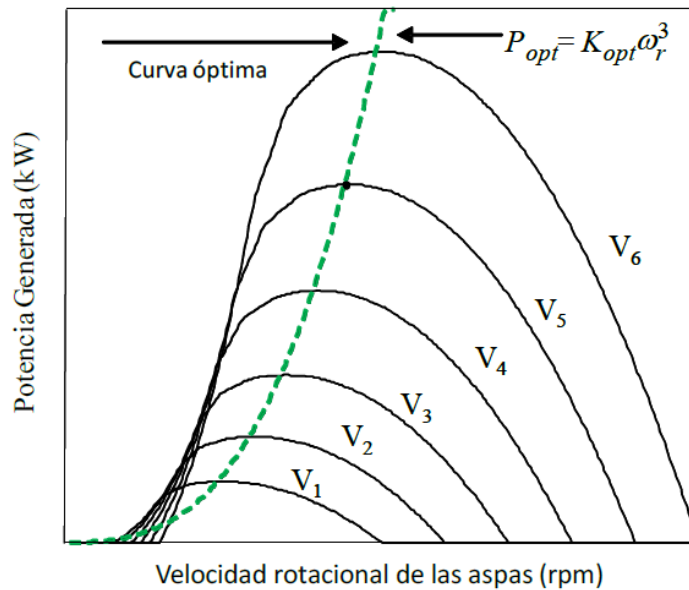


Figura 2.4: Curvas de potencia generada en función de la velocidad rotacional de las aspas y la curva de la potencia óptima para diversas velocidades del viento [48].

A partir de la familia de curvas descritas en la ecuación (2.8) se ha demostrado que la curva que une la potencia máxima capturada para cada velocidad es una función cúbica que

relaciona la velocidad rotacional con la potencia generada (no considerando las pérdidas), lo que se describe en la ecuación (2.9) [48] [51]:

$$P_{opt} = k_{opt}(\omega_r^{\text{aspas}})^3 \Rightarrow T_{opt} = k_{opt}(\omega_r^{\text{aspas}})^2 \quad (2.9)$$

Dónde la constante  $k_{opt}$  es una función de los parámetros del sistema de conversión de energía eólica (WECS), tales como el tamaño de la caja multiplicadora de velocidad, el diámetro de las aspas, el perfil de las aspas, entre otros.

Cabe notar que la potencia extraída tiene un límite respecto de la curva cúbica de la figura (2.4) debido a problemas mecánicos y estructurales en la turbina y la torre, y a la capacidad de potencia del generador. De esta forma, cuando la velocidad del viento supera un valor determinado para cada turbina, la potencia extraída se limita en un valor constante máximo como se muestra en la figura (2.5), dónde lo más efectivo es el control de pitch, con sus variantes de *Fixed-speed fixed-pitch*, *Fixed-speed variable-pitch*, *Variable-speed fixed-pitch* y *Variable-speed variable-pitch* o bien en conjunción con control aerodinámico *stall* propio de la estructura de las turbinas. Cuando la velocidad del viento supera un valor límite, se desconecta el generador por seguridad. Sin embargo, los eventos descritos son relativamente poco frecuentes, por lo que en general se opera en la región cúbica de la curva, cuyo porcentaje de operación depende de las condiciones del sitio [43] [44] [50] [51] .

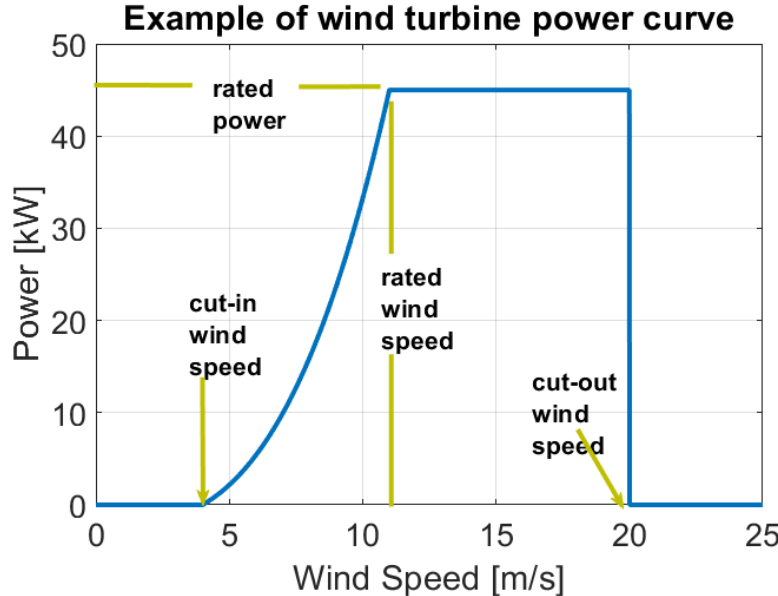


Figura 2.5: Curva de potencia extraída en función de la velocidad del viento [44] [47].

## 2.2.2. Conexión de sistemas de conversión eólicos a la red

La conexión de sistemas eólicos de generación requiere satisfacer determinadas condiciones para la operación del sistema eléctrico de potencia. Estas normativas han sido reforzadas para los casos de alta penetración en la red de centrales renovables, imponiendo mayores desafíos

para la integración eólica. [51] Los requerimientos de red, especificados en la normativa del operador del sistema eléctrico de potencia (para sistemas de conversión eólica en MV) se concentran principalmente en la calidad de la potencia, controlabilidad de potencia y *Fault ride through* (FRT). [55] [56] [57]

Respecto a la calidad de potencia, se limita el contenido armónico de las tensiones y corrientes producidos por el convertidor del lado de la red. Un alto contenido armónico provoca disparos erróneos en el sistema de control del generador y en el sistema de protección de baja tensión, sobrecalentamiento de transformadores y líneas e interferencia electromagnética de equipos.

Este problema es resuelto a nivel de hardware (por ejemplo la introducción de filtros) y al nivel de control (mediante técnicas de control de armónicos y de modulación). La introducción de filtros cambian el modelo de la planta, afectando la estabilidad de la planta siendo requeridos elementos amortiguadores activos o pasivos para mejorar la estabilidad. [50] [60] [61]. El creciente aumento de potencia de los sistemas de conversión eólico limita la frecuencia de conmutación de los dispositivos semiconductores y presenta consecuentemente desafíos en el control, modulación y restricciones en los filtros. A nivel de hardware, la introducción de convertidores multiniveles disminuye el contenido armónico y soporta mayores potencias como es descrito en la sección (2.8.2)

Los *Fault ride through* (FRT) son los requerimientos que deben tener los WECSs frente a una caída de tensión (*Low voltage ride through* LVRT) y subidas de tensión (*High voltage ride through* HVRT) [50]. Las caídas de tensión son las principales perturbaciones de los sistemas eléctricos de potencia, representado un 92% de las fallas. Mas aún, un 88% de las caídas de tensión son asimétricas [50] [65] [66].

En el pasado reciente, no existían requerimientos para que los WECSs se mantuvieran conectados durante fallas en la red, así, los sistemas de protección desconectaban al generador eólico evitando consecuentemente sobrecorrientes. No obstante, con el incremento de la penetración en energía eólica, la repentina desconexión de los WECSs ha llevado a comprometer la estabilidad de la red. En este escenario, los operadores de la red han reforzado sus requerimientos, imponiendo que los generadores deben permanecer conectados, como es establecido para los generadores convencionales [51] [50]. Al respecto, un análisis y resumen de los distintos requerimientos de red por países se encuentra en [55] [56] [57].

En la figura (2.6) se muestran los requerimientos de FRT de diferentes países, los que son ligeramente diferentes en el tipo, magnitud y duración de las caídas de tensión. Los perfiles de tensiones son dados para un particular tipo de fallas (simétricas o asimétricas), profundidad de la caída de tensión y tiempos de despeje [55] [56]. El caso alemán (del operador E.ON) que ha sido empleado como estándar en estudios de fallas, exige actualmente que los generadores eólicos permanezcan conectados aún cuando la tensión en el punto de conexión sea cero, lo que es conocido como *Zero voltage ride through* (ZVRT).

Para una caída de tensión, los controles de potencia de los WECSs deben ser capaces de cambiar su operación normal (factor de potencia unitario) a un nivel de soporte máximo de tensión, mediante la inyección de una corriente reactiva para restablecer la tensión normal de la red. Esta corriente es normalmente establecida por el operador de la red, como se muestra

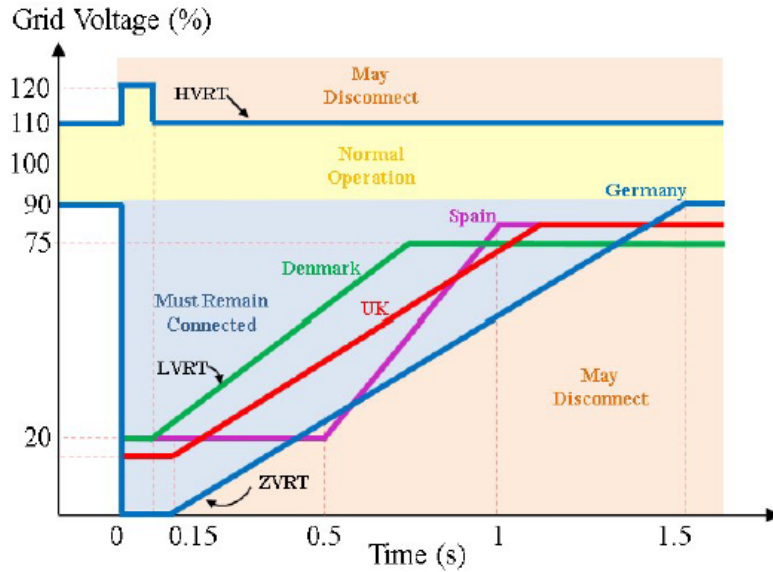


Figura 2.6: Requerimientos de FRT. Perfiles de tensiones para Alemania, Dinamarca, Reino Unido y España [49].

en la figura (2.7) del operador E.ON. En este caso, los controles deben actuar cuando las desviaciones de tensión están fuera de la banda del  $\pm 10\%$ , inyectando corriente reactiva según la desviación de tensión en el punto de conexión común del sistema [58].

## 2.3. Generadores de inducción doblemente alimentados

La máquina de inducción doblemente alimentada, también llamada máquina de inducción de rotor bobinado o máquina de inducción de anillos deslizantes es una máquina de inducción que posee devanados en el rotor y en estator dispuestos en  $120^\circ$  espaciales [48] [67] [68] y alimentada con corrientes y tensiones desfasados en  $120^\circ$  eléctricos. Esta máquina es usada ampliamente en generación eólica de velocidad variable, ocupando más de un  $50\%$  del mercado de la generación eólica, encontrándose en los rangos de 1.5 MW a 6MW de potencia [50] [51] [69].

La topología más empleada es la que se conecta el convertor entre el rotor y la red. Este esquema es conocido como *back-to-back* o Scherbius basado en convertidores de fuente de tensión [70] [48] [50] [51] [71], como se muestra en la figura (2.8).

Una de las razones de la popularidad del DFIG en aplicaciones de generación eólica es que se requieren convertidores de relativa baja potencia para su control. Para generación con DFIG típica, se opera con velocidad restringida en torno a un deslizamiento de  $s \approx \pm 30\%$ , lo que establece que la potencia del convertor es de sólo un  $30\%$  de la potencia nominal de la máquina [51] [50] [71]. Sin embargo, este generador aún sigue dependiendo de cajas de engranajes para aumentar la velocidad rotacional en aplicaciones eólicas, debido a que no es técnica ni económicamente factible la construcción de una máquina de baja velocidad de varios polos. Además, al estar el estator conectado directamente a la red, éste se ve afectado frente a fallas, particularmente de cortocircuitos, los que inducen una elevada sobretensión

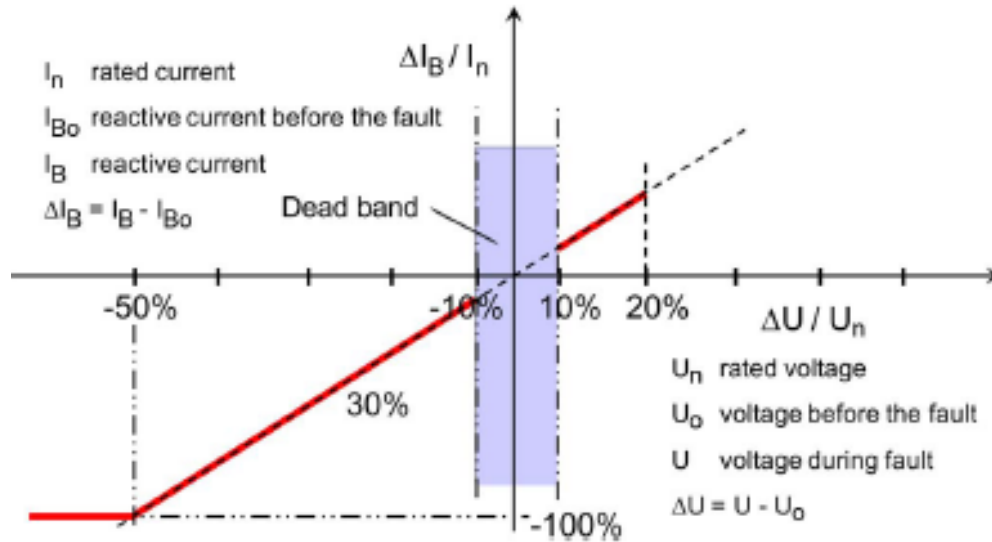


Figura 2.7: Corrientes reactivas que el WECSs debe entregar a la red bajo una caída de tensión, según la normativa E.ON [58].

en el rotor, y dificulta el control y la capacidad del convertidor, siendo necesario requerir electrónica de potencia adicional para que el generador inyecte reactivos sin desconectarse, como indica la normativa de LVRT descrita en la sección (2.2.2) [51] [50] [71]. Sin embargo, debido a la popularidad y su bajo costo comparado con la segunda opción más empleada (*Permanent magnet synchronous Machine* PMSM), es que se ha discutido variados métodos de control para el DFIG en términos de conexión a la red, soporte de frecuencia, LVRT, entre otros [51].

## 2.4. Transformaciones $\alpha\beta$ y dq

Para la modelación y control de los DFIGs, son empleadas transformaciones de las ecuaciones físicas de la máquina (en  $abc$ ) de manera que éstas permiten su fácil control y análisis dinámico. Las ecuaciones para el control de las máquinas suelen ser realizadas en ejes dq sincrónicos, mientras que la transformada  $\alpha\beta$  permite la modelación y simulación directa de la máquina. Además es la base de la doble transformada empleada para el control del convertidor  $M^3C$ .

### 2.4.1. Transformada $\alpha\beta$

La variable  $x$  representa cualquier cantidad eléctrica del sistema trifásico a transformar. Existen diversas transformadas  $\alpha\beta$ , pero para el control de la máquina con el convertidor  $M^3C$ , y el análisis en falla se empleará la transformada invariante en magnitud:

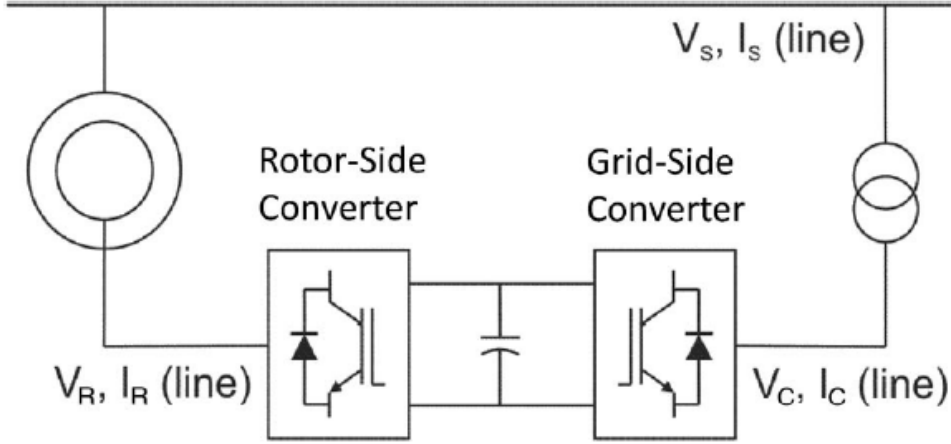


Figura 2.8: Esquema Scherbius con dos inversores de fuente de tensión PWM en configuración *back-to-back* [48].

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Para el control del convertor  $M^3C$  se emplea como base la transformada  $\alpha\beta$  considerando componentes de secuencia cero.

## 2.4.2. Transformada dq

Para lograr un control sencillo y convencional de la máquina DFIG, es útil transformar matemáticamente la máquina de corriente alterna en corriente continua, de esta forma se puede controlar desacoplada el flujo y el torque. Para esto, se debe referir a ejes que giren a la velocidad de sincronismo ( $\omega_e$ ) de esta forma, las señales se ven continuas.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \sin(\theta_e) \\ -\sin(\theta_e) & \cos(\theta_e) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$(2.13)$$

Lo que es equivalente matemáticamente, considerando la expresión compleja del vector  $\bar{x}_{dq} = x_d + jx_q$  a:

$$\bar{x}_{dq} = \bar{x}_{\alpha\beta} \cdot e^{-j\theta_e} \quad (2.14)$$

$$(2.15)$$

## 2.5. Modelamiento generadores de inducción doblemente alimentados

Las ecuaciones dinámicas de los generadores de inducción en ejes físicos  $abc$  suele ser difícil de modelar y analizar. Empleando la transformación  $\alpha\beta$  (ejes estacionarios) es posible establecer ecuaciones dinámicas más sencillas de implementar y simular. Así mismo, éstas pueden ser transformadas en coordenadas  $dq$  para tener señales de corriente continua fáciles de controlar por métodos clásicos como PI y compensadores.

Definiendo los flujos como vectores:  $\bar{\psi}_0$  corresponde al flujo común entre el rotor y el estator, y  $\bar{\psi}_{s,r}$  corresponde al flujo estator y de rotor, respectivamente.

Suponiendo que no existe saturación magnética, entonces la relación entre el flujo y la corriente es:

$$\bar{\psi}_s^s = L_s \bar{i}_s^s + L_0 \bar{i}_r^s \quad (2.16)$$

$$\bar{\psi}_r = L_r \bar{i}_r^r + L_0 \bar{i}_s^r \quad (2.17)$$

Donde  $L_0$  es la inductancia de entrehierro o magnetizante y  $L_s$  y  $L_r$  las inductancias de estator y rotor respectivamente.

El superíndice indica a que están referidas las variables, siendo  $s$  el estator, y  $r$  el rotor. La relación entre estas variables, suponiendo  $x$  alguna variable eléctrica, se logra mediante un cambio de coordenadas como:

$$\bar{x}_r^s = \bar{x}_r^r e^{j\omega_r t} \quad (2.18)$$

$$\bar{x}_s^r = \bar{x}_s^s e^{-j\omega_r t} \quad (2.19)$$

### 2.5.1. Modelo en ejes rotatorios arbitrarios

Las ecuaciones del generador de inducción doblemente alimentado pueden ser referidas a un eje rotatorio arbitrario para objeto de control. En particular, el eje sincrónico  $dq$  permite el control desacoplado en condiciones balanceadas, pero ante desbalances, el DFIG puede ser controlado en ejes sincrónicos  $dq$  de secuencia positiva y negativa.

Se transforma a ejes rotatorios que giran con ángulo  $\theta$  y velocidad  $\omega$ , designados por  $\delta\eta$  multiplicando las ecuaciones de estator por  $e^{-j\theta}$  y de rotor por  $e^{-j(\theta-\theta_r)}$ . Para tratar



con las derivadas se emplea la transformada de Laplace desplazada en frecuencia, es decir  $\mathcal{L}(f(t)e^{-j\omega_e t}) = F(s + j\omega_e)$ , y se transforma al dominio temporal.

El sentido de las corrientes corresponde al sentido convencional de las corrientes, es decir circulando hacia la máquina tanto en el rotor como en el estator.

$$\bar{v}_{s\delta\eta} = R_s \bar{i}_{s\delta\eta} + \frac{d\bar{\psi}_{s\delta\eta}}{dt} + j\omega \bar{\psi}_{s\delta\eta} \quad (2.20)$$

$$\bar{v}_{r\delta\eta} = R_r \bar{i}_{r\delta\eta} + \frac{d\bar{\psi}_{r\delta\eta}}{dt} + j(\omega - \omega_r) \bar{\psi}_r \quad (2.21)$$

Considerando que las 4 ecuaciones anteriores (2.20) y (2.21) son linealmente dependientes, basta expresar las ecuaciones sólo con 2 variables (complejas) de estados. Debido a que el convertidor en el DFIG se conecta en el rotor, se escogen como variables independientes la corriente de rotor  $\bar{i}_r$  (pues el convertidor controla dicha corriente) y el flujo de estator  $\bar{\psi}_s$ .

Definiendo el coeficiente de dispersión  $\sigma$  como una medida del flujo de dispersión del total de la máquina:

$$\sigma = \frac{L_s L_r - L_0^2}{L_s L_r} \quad (2.22)$$

Se pueden escribir las ecuaciones del DFIG en ejes arbitrarios como:

$$\bar{v}_{s\delta\eta} = R_s \left( \frac{\bar{\psi}_{s\delta\eta} - L_0 \bar{i}_{r\delta\eta}}{L_s} \right) + j\omega \bar{\psi}_{s\delta\eta} + \frac{d\bar{\psi}_{s\delta\eta}}{dt} \quad (2.23)$$

$$\bar{v}_{r\delta\eta} = R_r \bar{i}_{r\delta\eta} + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{r\delta\eta}}{dt} + \frac{L_0}{L_s} \frac{d\bar{\psi}_{s\delta\eta}}{dt} + j(\omega - \omega_r) \left( \sigma L_r \bar{i}_{r\delta\eta} + \frac{L_0}{L_s} \bar{\psi}_{s\delta\eta} \right) \quad (2.24)$$

La velocidad mecánica y eléctrica de rotor se relacionan como:

$$\Omega_r = p\omega_r \quad (2.25)$$

### 2.5.2. Ecuaciones del DFIG en ejes estacionarios $\alpha\beta$

Las ecuaciones  $\alpha\beta$  del generador son fáciles de obtener a partir del modelo en ejes rotatorios arbitrarios, considerando que  $\omega = 0$ .

$$\bar{v}_{s\alpha\beta}^s = R_s \bar{i}_{s\alpha\beta}^s + \frac{d\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s}{dt} \quad (2.26)$$

$$\bar{v}_{r\alpha\beta}^r = R_r \bar{i}_{r\alpha\beta}^r + \frac{d\bar{\psi}_{r\alpha\beta}^r}{dt} \quad (2.27)$$

En el que  $\bar{v}_{s\alpha\beta}^s = v_{s\alpha}^s + jv_{s\beta}^s$  y  $\bar{v}_{r\alpha\beta}^r = v_{r\alpha}^r + jv_{r\beta}^r$ . De igual manera se tiene para las corrientes  $\bar{i}_{s\alpha\beta}^s, \bar{i}_{r\alpha\beta}^r$ .

Las ecuaciones (2.28) y (2.29) están en ejes  $\alpha\beta$  distintos. Para un observador en el estator los ejes son estacionarios, mientras que las coordenadas de rotor giran a la velocidad eléctrica del rotor  $\omega_r$ .

De esta manera, todas las señales vistas desde el estator tienen una frecuencia  $\omega_e$  y en el rotor a la frecuencia de  $\omega_{SL} = \omega_e - \omega_r$ .

En ejes estacionarios ( $\alpha\beta$  de estator), las ecuaciones son:

$$\bar{v}_{s\alpha\beta}^s = R_s \bar{i}_{s\alpha\beta}^s + \frac{d\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s}{dt} \quad (2.28)$$

$$\bar{v}_{r\alpha\beta}^s = R_r \bar{i}_{r\alpha\beta}^s + \frac{d\bar{\psi}_{r\alpha\beta}^s}{dt} - j\omega_r \bar{\psi}_{r\alpha\beta}^s \quad (2.29)$$

Y los flujos son encontrados directamente (dado su relación algebraica) de (2.16) y (2.17)

$$\bar{\psi}_s^s = L_s \bar{i}_{s\alpha\beta}^s + L_0 \bar{i}_{r\alpha\beta}^s \quad (2.30)$$

$$\bar{\psi}_r^r = L_r \bar{i}_{r\alpha\beta}^r + L_0 \bar{i}_{s\alpha\beta}^r \quad (2.31)$$

## Torque electromagnético y ecuaciones mecánicas

El torque electromagnético es calculado por el producto cruz entre el flujo que enlaza el rotor debido a corrientes de estator y la corriente de rotor. Una expresión equivalente al producto cruz en términos de números imaginarios está dada por:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \text{Im}(\bar{\psi}_{r\alpha\beta} \bar{i}_{r\alpha\beta}^c) = \frac{3}{2} p (\psi_{r\beta} i_{r\alpha} - \psi_{r\alpha} i_{r\beta}) = \frac{3}{2} p L_0 (i_{s\beta} i_{r\alpha} - i_{s\alpha} i_{r\beta}) \quad (2.32)$$

En el que  $\text{Im}$  representa la parte imaginaria, y el superíndice  $c$  corresponde al conjugado. El uso de la transformada invariante en magnitud agrega el término  $3/2$ .  $p$  es el número de pares de polos de la máquina.

La ecuación mecánica del eje giratorio se describe como:

$$T_{em} - T_{carga} = p \left( J \frac{d\omega_r}{dt} + B\omega_r \right) \quad (2.33)$$

En el que  $T_{carga}$  es el torque mecánico,  $B$  es el coeficiente de fricción y  $J$  es la inercia rotacional de las aspas, eje de rotación y caja de engranaje más la propia inercia de la máquina.

Este modelo es implementado en la simulación de la operación del DFIG.

### 2.5.3. Modelo en ejes dq

Es directo entonces encontrar las ecuaciones en el eje sincrónico dq a partir de las ecuaciones (2.23)-(2.24), considerando que se refiere a un eje que gira a velocidad sincrónica de rotación del flujo  $\omega = \omega_e$ , conocidos como ejes dq:

$$\bar{v}_{sdq} = \frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_{sdq} + \frac{d\bar{\psi}_{sdq}}{dt} + j\omega_e \bar{\psi}_{sdq} - R_s \frac{L_0}{L_s} \bar{i}_{rdq} \quad (2.34)$$

$$\bar{v}_{rdq} = R_r \bar{i}_{rdq} + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{rdq}}{dt} + j\omega_{SL} \sigma L_r \bar{i}_{rdq} + \frac{L_0}{L_s} \frac{d\bar{\psi}_{sdq}}{dt} + j \frac{L_0}{L_s} \omega_{SL} \bar{\psi}_{sdq} \quad (2.35)$$

La relación entre flujos y corrientes se mantienen (ecuaciones (2.16) y (2.17)) al no poseer dinámica.

$$\begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \psi_{sq} \\ \psi_{rd} \\ \psi_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 & L_0 & 0 \\ 0 & L_s & 0 & L_0 \\ L_0 & 0 & L_r & 0 \\ 0 & L_0 & 0 & L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Los detalles de los modelos del DFIG son obtenidos en [71]-[76] [70] [51] [48] [67] [68] [69].

### 2.5.4. Estrategias de control del DFIG

El desarrollo de control de torque y velocidad de la máquina de inducción doblemente alimentada ha incluido esquemas tales como el control directo de torque (DTC) [82] [83] y el control directo de potencia (DPC) [84] [85], basados en controladores por histéresis, el esquema de control vectorial y la adición de control para seguimiento de máxima potencia (Maximum power point tracking, MPPT) al que se le añade el soporte de frecuencia y emulación de inercia. Se han desarrollado además esquemas de control *sensorless* que evitan mediciones de velocidad y posición [77]-[81]. En el presente trabajo se presentan los esquemas de control Vectorial con MPPT debido a que dicho esquema presenta un control preciso y sencillo (PI o compensadores) que separa el control del torque y el control del flujo. Dichos esquemas de control son detallados en [71]-[76] [70] [51] [48] [67] [68] [69].

El esquema más empleado corresponde al de control vectorial orientado en el flujo de estator, dónde  $\psi_{sq} = 0$ . Para las ecuaciones del DFIG en este eje, basta cambiar las ecuaciones (2.34) a (2.35), considerando que los ejes dq giran a velocidad sincrónica  $\omega_e$ .

El torque electromagnético queda como:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_0}{L_s} (\psi_{sq} i_{rd} - \psi_{sd} i_{rq}) = -\frac{3}{2} p \frac{L_0^2}{L_s} i_{rq} \left( i_{rd} + \frac{L_s}{L_0} i_{sd} \right) = -\frac{3}{2} p \frac{L_0^2}{L_s} i_{rq} i_m \quad (2.37)$$

En la que se define  $i_m$  como una corriente magnetizante ficticia, equivalente a la corriente de campo en la máquina de corriente continua.

Así, la corriente en el eje q controla el torque, y la corriente del eje d, controla el flujo.

### 2.5.5. Potencia y modos de operación del DFIG

El trabajo en coordenadas vectoriales dq permite expresar la potencia de la máquina en el estator y en rotor como:

$$S_s = \bar{v}_s \bar{i}_s^c \quad (2.38)$$

En que  $c$  corresponde al conjugado. Al igual que en el torque electromagnético, se puede expresar las potencias en términos de producto punto y cruz:

$$P_s = (\bar{i}_s \cdot \bar{v}_s) = (v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq}) \quad (2.39)$$

$$Q_s = (\bar{i}_s \times \bar{v}_s) = (v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq}) \quad (2.40)$$

$$P_r = (\bar{i}_r \cdot \bar{v}_r) = (v_{rd} i_{rd} + v_{rq} i_{rq}) \quad (2.41)$$

$$Q_r = (\bar{i}_r \times \bar{v}_r) = (v_{rq} i_{rd} - v_{rd} i_{rq}) \quad (2.42)$$

En el que  $\cdot$  es el producto punto, y  $\times$ , el producto cruz.

Considerando las ecuaciones dq de flujo orientado, se tiene:

$$P_r = \frac{L_0}{L_s} i_{rq} \psi_{sd} \omega_{SL} + R_r i_{rd}^2 + R_r i_{rq}^2 \quad (2.43)$$

$$Q_r = \omega_{SL} \sigma L_r (i_{rd}^2 + i_{rq}^2) + \frac{L_0}{L_s} \psi_{sd} \omega_{SL} i_{rd} \quad (2.44)$$

$$P_s = \frac{-2R_s \psi_{sd} L_0 i_{rd}}{L_s^2} + \frac{R_s \psi_{sd}^2}{L_s^2} + \frac{R_s L_0^2 i_{rd}^2}{L_s^2} - \frac{L_0 i_{rq} \omega_e \psi_{sd}}{L_s} + \frac{L_0^2 i_{rq}^2 R_s}{L_s^2} \quad (2.45)$$

$$Q_s = \frac{\omega_e \psi_{sd}}{L_s} (\psi_{sd} - L_0 i_{rd}) \quad (2.46)$$

De esta manera, la potencia reactiva de estator puede ser controlada con la corriente en eje q de rotor.

La relación entre las potencias activas de rotor y estator de manera aproximada, sin considerar inductancias de fuga ni pérdidas resistivas, se tiene como:

$$\frac{P_r}{P_s} = -sl \quad (2.47)$$

Con  $sl$  el deslizamiento. En aplicaciones eólicas, la velocidad del generador se mantiene en una rango de deslizamiento de  $\pm 0,3$ . De este modo el conversor se diseña para una fracción de la potencia nominal del generador (por sobredimensionamiento, mayor a 30 %).

La potencia total aproximada de salida de la máquina se puede expresar entonces como:

$$P_T = P_s + P_r = P_s(1 - sl) \quad (2.48)$$

De acuerdo a (2.37), el torque electromagnético puede ser controlado para operar la máquina como generador o motor, dependiendo del signo de la corriente en cuadratura  $i_{rq}$ .

Las operaciones del generador DFIG en velocidades sub y super-síncronas se muestran en la figura (2.9).

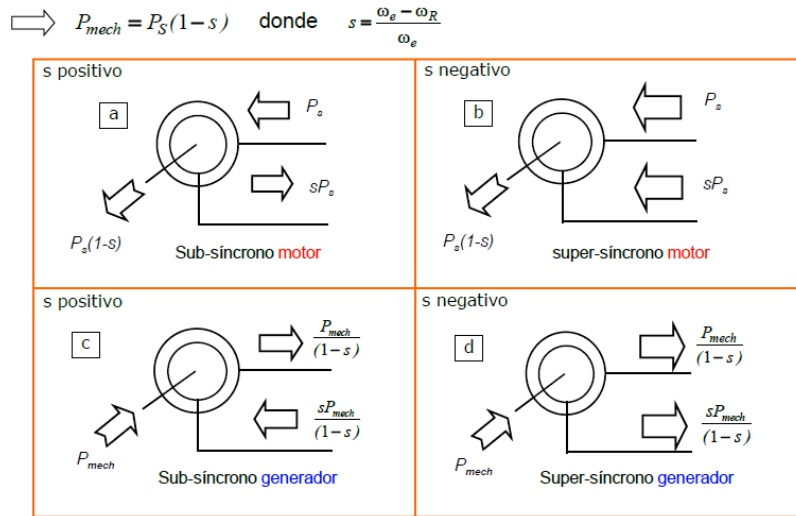


Figura 2.9: Zonas de operación en potencia activa del DFIG [48].

## 2.6. Control Maximum power point tracking (MPPT) en DFIG

Como se ha mencionado, la curva de la máxima eficiencia aerodinámica para un generador eólico de velocidad variable corresponde a una función cúbica de la potencia capturada con

la velocidad rotacional, como se muestra en la ecuación (2.9).

Se han reportado dos tipos de control de MPPT: el control de velocidad, y el control de torque.

Para el MPPT basados en control de velocidad, la velocidad rotacional del generador es regulada para accionar al WECS en el punto de máxima eficiencia aerodinámica. Este esquema de control es escasamente empleado [51] [86] [87].

En el sistema MPPT basado en control de torque, la corriente de cuadratura  $i_{rq}$  es regulada para accionar al WECS en el punto de máxima eficiencia aerodinámica.

Usando la ecuación (2.37) y la ecuación (2.9), la corriente de cuadratura de referencia puede ser calculada como:

$$i_{rq} = \frac{K_{opt}}{k_{t1}i_m} \omega_r^2 \quad (2.49)$$

Con  $k_{t1} = \frac{2}{3} \frac{p}{L_s} \frac{L_0^2}{L_s}$ . Si los parámetros de la máquina son correctamente identificados se puede emplear el simple esquema de cálculo de la corriente de cuadratura de la ecuación (2.49, cuyo diagrama de bloques es mostrado en la figura (2.10.a).

La velocidad rotacional del generador es usado como una entrada a una *look up table* (o bien a una función no lineal) que implementa la ecuación (2.49). La corriente de cuadratura  $i_{rq}^*$  obtenida de la *look up table* es usada como referencia en el lazo de corriente de cuadratura.

Un esquema alternativo es implementar un lazo adicional de potencia activa como se muestra en la figura (2.10.b) . El sistema de control calcula la potencia de referencia  $P_e^*$  usando una *look up table* que almacena la ecuación (2.9), tomando como entrada la velocidad rotacional de la máquina  $\omega_r$ . La corriente en cuadratura de referencia  $i_{rq}^*$  es obtenida por un controlador PI.

## 2.7. Requerimientos de convertidores para sistemas de conversión de energía eólica (WECSs) multi-MW

Los requerimientos y desafíos técnicos que imponen los accionamientos de media tensión (MV) y alta potencia difieren en muchos aspectos de los usados en baja tensión (típicamente convertidores *Back-to-Back* de fuente de tensión PWM con IGBT de dos niveles). En general estos requerimientos se clasifican en 4 grupos [95]: requerimientos de calidad de potencia en el lado de la red (*line-side*), requerimientos del diseño en el lado del generador, restricciones de los dispositivos semiconductores y los requerimientos de los sistemas de accionamientos.

Se detallan estos requerimientos como síntesis de [95].

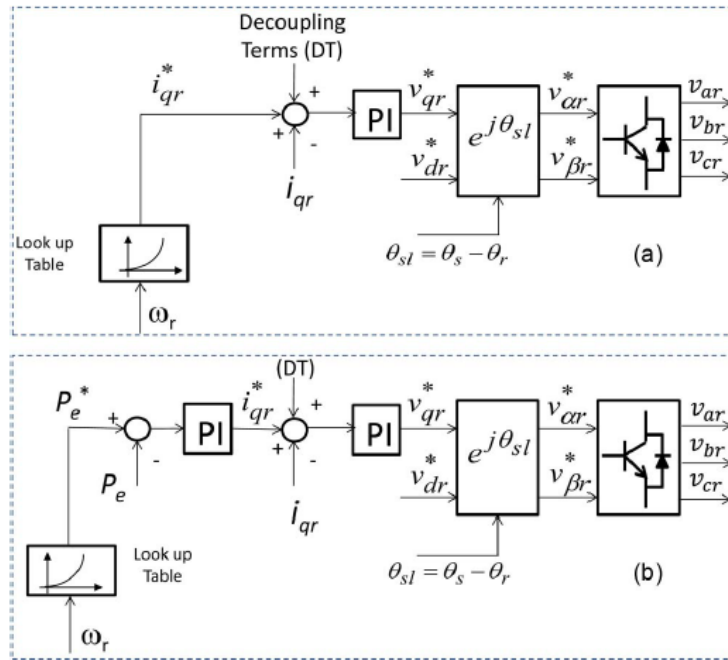


Figura 2.10: Esquemas de control MPPT en sistemas de conversi3n e3lica basados en DFIG. (a) esquema de corriente de cuadratura directa. (b) esquema de control con *loop* adicional de potencia [51].

### 2.7.1. Requerimientos lado de la red

- **Distorsiones de corrientes de l3nea:**

Las distorsiones en la corrientes de l3nea de los convertidores de dos niveles provocan distorsi3n en las tensiones que puede ocasionar disparos inadecuados en los sistemas de control, p3rdida de informaci3n de los datos computacionales, problemas en las comunicaciones de los equipos, sobrecalentamientos en cables, dispositivos semiconductores y transformadores, as3 como aumento en p3rdidas de los mismos, adem3s de la necesidad de filtros de media tensi3n para la conexi3n a la red.

- **Adecuado factor de potencia:**

Los generadores de alta potencia en media tensi3n requieren un desempe3o 3ptimo en el factor de potencia debido a las altas potencias nominales y consecuentemente mayor impacto en la red. El desempe3o 3ptimo implica operar en factor de potencia unitario en operaci3n normal y ser capaz de inyectar potencia reactiva en amplio rango frente a fallas, como se explica en la secci3n (2.2.2).

- **Supresi3n de la resonancia LC:**

La operaci3n con capacitores del lado de la red para reducci3n del contenido arm3nico (THD), conforman un circuito LC con la inductancia de l3nea con la red. Los modos de resonancia de 3ste circuito pueden ser activados por los arm3nicos de tensi3n o corriente del lado de la red. Este fen3meno es incrementado en las redes de media tensi3n, debido a que 3stas tienen una resistencia inferior comparada a la inductancia de la red (teni3ndose un circuito escasamente amortiguado). Las resonancias de este circuito generan sobreoscilaciones severas o sobretensiones que pueden destruir los dispositivos

semiconductores del convertidor, o pérdidas y deterioro de los cables de transmisión.

### 2.7.2. Requerimientos del lado del generador

- **Tasa de cambio de la tensión y reflexiones de ondas:**

La rápida velocidad de conmutación de los dispositivos semiconductores resultan en una alta tasa de cambio de la tensión de salida del inversor ( $\frac{dv}{dt}$ ). Dependiendo de la tensión en el DC link y de la velocidad de conmutación del dispositivo, la  $\frac{dv}{dt}$  puede exceder los  $10.000 V/\mu s$ . Esto puede causar fallas prematuras en la aislación del devanado del generador debido a descargas parciales. Induce tensiones en el eje del rotor (*shaft voltages*) a través de capacitancias parásitas entre el estator y el rotor. Estas tensiones producen un flujo de corriente en el cojinete del eje de la máquina (*shaft bearing*) produciendo fallas en éste y pérdidas de potencia. Adicionalmente produce emisiones electromagnéticas en los cables que conectan el generador con el inversor, afectando la operación de los equipos electrónicos cercanos.

- **Tensiones de estrés de modo común :** La conmutación de los inversores normalmente genera tensiones de modo común. Estas son esencialmente de secuencia cero (añadidas por el método de modulación PWM o SVM). Si no son mitigadas, aparecerán en el neutro del devanado del estator con respecto a tierra. Adicionalmente la tensión línea a tierra, puede incrementarse sustancialmente, provocando fallas en prematuras en las aislaciones del generador, con la consecuente disminución de su vida útil. Estas tensiones son usualmente ignoradas en accionamientos de baja tensión debido al diseño conservador de las aislaciones que en media tensión son más costosas.

- **Derating del generador:** Los inversores de alta potencia pueden generar una gran cantidad de armónicos de tensión y corrientes, causando pérdidas en los devanados y en el núcleo magnético. Como consecuencia el generador reduce su capacidad de operar a máxima potencia (*derating*).

- **Resonancia LC del generador:** Al igual que en el caso de la resonancia LC del lado de la red, las altas tensiones del generador producen un circuito LC, el que puede ser excitado por los armónicos de los convertidores causando grandes interferencias electromagnéticas, así como pérdidas adicionales.

- **Vibración torsional:** Las vibraciones torsionales pueden ocurrir en media tensión debido a las grandes inercias del generador y sus cargas mecánicas, las que incluyen el rotor, las turbinas, las cajas de engranajes, entre otros, las que escalan incluso a 20 masas inerciales. Estas vibraciones ocurren cuando la frecuencia natural del sistema mecánico coincide con las pulsaciones de torque causadas por corrientes distorsionadas, derivando en daños a los sistemas mecánicos.

### 2.7.3. Requerimientos de los dispositivos semiconductores

- **Frecuencia de conmutación de los dispositivos semiconductores:**

Las pérdidas por conmutación representan una cantidad significativa de las pérdidas totales de potencia en sistemas de media tensión. Es por esto que las frecuencias de conmutación de los dispositivos son limitadas para reducir costos en sistemas de refrigeración, dimensiones de los dispositivos semiconductores, tamaño del convertidor (que



es fundamental en aplicaciones eólicas dado que éste se encuentra en la góndola del aerogenerador). Normalmente la esta frecuencia se limita a 500 Hz para IGBT.

La reducción de estas frecuencias generalmente causan un incremento en las distorsiones del lado de la red y del generador. El desafío es minimizar éstas con limitadas frecuencias de conmutación

- **Conexiones series de los dispositivos semiconductores:**

Los dispositivos semiconductores en media tensión son usualmente conectados en serie para soportar las altas tensiones que un sólo dispositivo no puede. Dado que estos y sus compuertas no tienen las mismas características estáticas y dinámicas, no comparten las mismas tensiones en el modo de bloqueo y en los transitorios de conmutación. Son requerido sistemas de equalización de tensión para proteger los dispositivos y aumentar la confiabilidad de los convertidores. Esto deriva en un aumento de costos y tamaños de los convertidores.

## 2.7.4. Requerimientos del sistema de accionamiento

Los accionamientos de generadores en media tensión requieren alta eficiencia, bajos costos de manufactura, menores dimensiones del convertidor, protecciones efectivas frente a fallas, fácil instalación, sistemas de puesta en marcha y mínimos tiempos de reparación. Adicionalmente es requerida la operación en cuatro cuadrantes para permitir flujos bidireccionales de potencia como se describe en la sección (2.5.5).

## 2.8. Convertidores empleados en los sistemas de generación eólica

### 2.8.1. Convertidores de dos niveles

Los convertidores de dos niveles son la base de los convertidores multiniveles empleados en aplicaciones de media tensión y alta potencia. Se describe brevemente la operación y topología de estos convertidores. Este análisis demuestra que los convertidores de dos niveles no satisfacen adecuadamente los requerimientos de la sección (2.7).

La operación de este convertidor entrega para una pierna, señales de tensión escalonadas que varían entre  $-E/2$  y  $E/2$  (con  $E$  la tensión del enlace DC). Cuando el IGBT 1 está encendido, la tensión fase-neutro ( $V_{a0}$ ) es  $E/2$ , y cuando el IGBT 2 está encendido, dicha tensión es  $-E/2$ .

En la figura (2.12) se observa la modulación PWM de seno pesado (comparación de onda deseada fase-neutro con una onda triangular de mayor frecuencia), los estados del IGBT de acuerdo a dicha modulación y la salida de tensión fase-neutro ficticio de una pierna. La tensión fase-neutro ficticio o fase negativo (N en la figura 2.11)) presenta los dos valores de tensión descritos previamente. La tensión fase-fase, por otro lado, presenta 3 niveles.

En las transiciones de conmutación la tasa de cambio de la tensión de salida  $\frac{dv}{dt}$  alcanza valores muy altos cuyos efectos se explican en la sección (2.7). Estos valores se incrementan considerablemente si su operación es en media tensión.

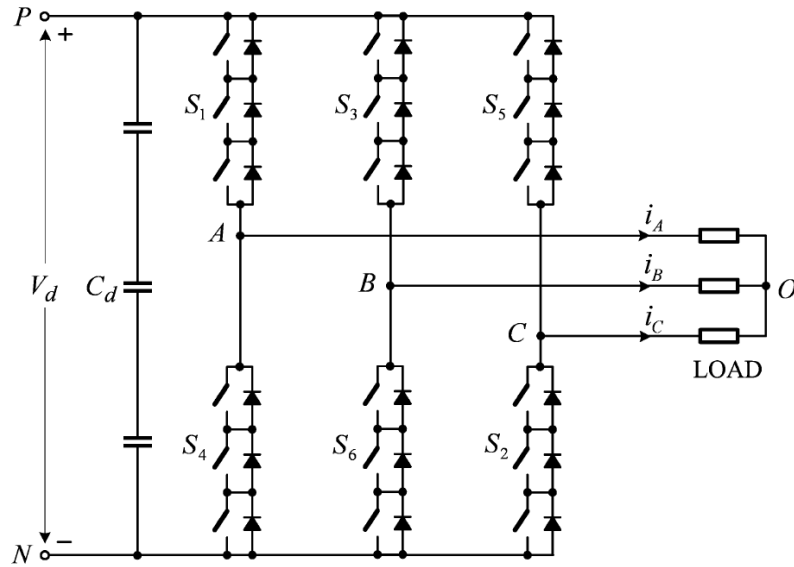


Figura 2.11: Esquema simplificado de un convertidor de dos niveles para aplicaciones de media tensión y baja potencia.

Para aplicaciones de media tensión, se emplea la conexión serie de semiconductores (figura 2.11) para dividir la tensión que cada uno soporta. La operación de este sistema requiere conmutaciones coordinadas en cada grupo, y dado que las características estáticas y dinámica de cada dispositivo no son iguales, se requieren ecualizadores para una operación adecuada.

## 2.8.2. Convertidores multiniveles

Las aplicaciones de generación eólica multi-MW emplean mayoritariamente convertidores multiniveles debido a los estrictos requerimientos descritos en la sección (2.7). Es por esto que se han desarrollado una amplia variedad de topologías de convertidores para WECSs tipo III (generación de velocidad de rango limitado con DFIG) y tipo IV (Generación de velocidad variable en todo rango con PMSG (Full Converter)). Usualmente ambas configuraciones emplean convertidores *Back-to-Back* (BTB), sin embargo existen otras topologías también empleadas, tales como [41]:

- Convertidores pasivos del lado del generador
- Convertidores para generadores multifases
- Convertidores sin DC link

Considerando que las topologías más empleadas corresponden a las de tipo *Back-to-Back*, se tiene que éstas se suelen clasificar en general como de baja tensión (LV) y media tensión (MV). Los convertidores *Back-to-Back* de baja tensión son usualmente empleados para generadores bajo 3 MW de potencia [41] [94] [95].

Los convertidores multiniveles presentan una solución frente a los convertidores tradicionales de dos niveles configurados para media tensión, pero genera los problemas descritos en la sección (2.8.1).

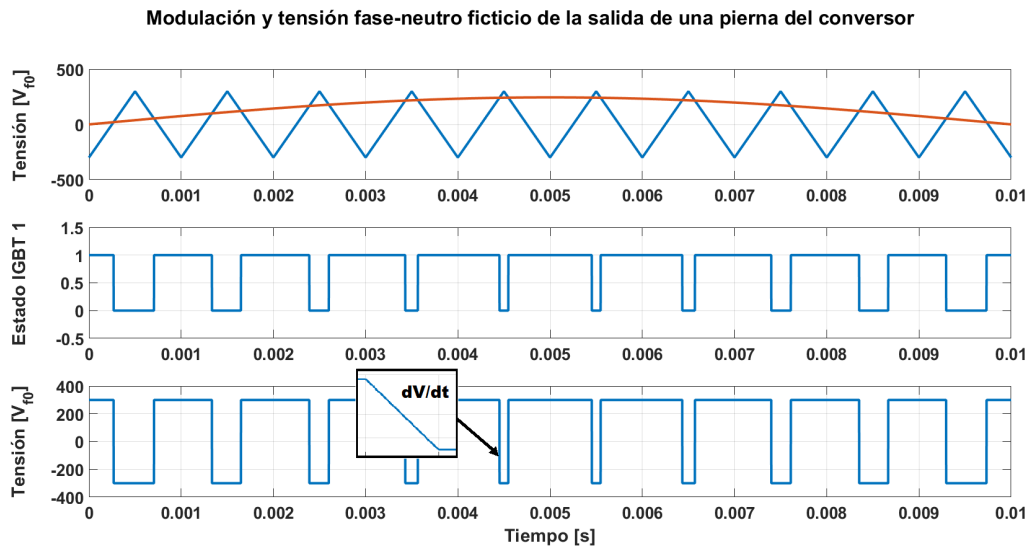


Figura 2.12: (a) Modulación PWM por comparación con onda triangular y tensión deseada a sintetizar. (b) Estado del IGBT 1 a partir de los disparos de la modulación. (c) Tensión fase-neutro ficticio de una pierna del convertor (fase a) y la tasa de cambio de tensión en las transiciones de conmutación.

Las topologías de convertidores multiniveles se requieren más dispositivos que para los convertidores de dos niveles de manera que cada dispositivo soporte sus tensiones nominales y el conjunto pueda manejar los niveles de media tensión.

Las ventajas de estos convertidores en términos de los requerimientos de la sección (2.7) corresponden a: [95] [96]:

- La distribución de tensión en los dispositivos (IGBT) es manejada automáticamente por la topología, evitando una gran cantidad de dispositivos en serie.
- Las tensiones manejadas son más grandes que las tensiones soportadas por cada dispositivo.
- Estos convertidores generan una forma de onda con menor contenido armónico para una frecuencia de conmutación dada, o el mismo contenido armónico empleando una menor frecuencia de conmutación. Con esto se minimiza el *derating*.
- Se generan menores magnitudes de la tasa de cambio de tensión (es escalonado con saltos más pequeños), reduciendo la interferencia electromagnética, lo que permite emplear filtros de menores dimensiones y menos impacto en las aislaciones.
- Producen una alta frecuencia efectiva de conmutación con las limitadas frecuencias de los dispositivos, con lo que se reduce la distorsión armónica y minimiza las pérdidas de cada dispositivo.
- Requiere capacitores de filtrado de menores dimensiones, disminuyendo las resonancias LC.
- Suelen ser modulares lo que permiten redundancia y fácil mantenimiento.

Las características de las tensiones de salida de los convertidores de 2 niveles y de 3 niveles se observan en la figura (2.13).

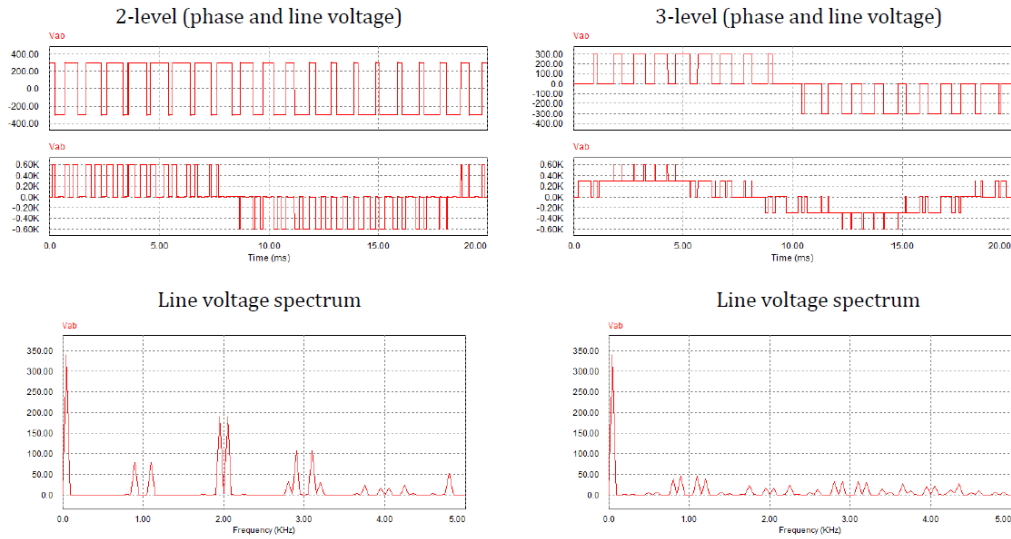


Figura 2.13: Comparación de formas de onda y estimación espectral de la salida de tensión fase-neutro ficticio y fase-fase de una pierna del convertor [96].

### 2.8.3. Topologías de convertidores multiniveles clásicos

Existe una gran variedad de topologías de convertidores multiniveles clásicos, entre los que sobresalen los convertidores: *Neutral-Point-Clamped* (NPC), *Convertor Flying Capacitor* (FC) y el *Cascade H-bridge* (CHB).

Se muestra en la figura (2.14) el esquema circuital de una pierna de estos convertidores.

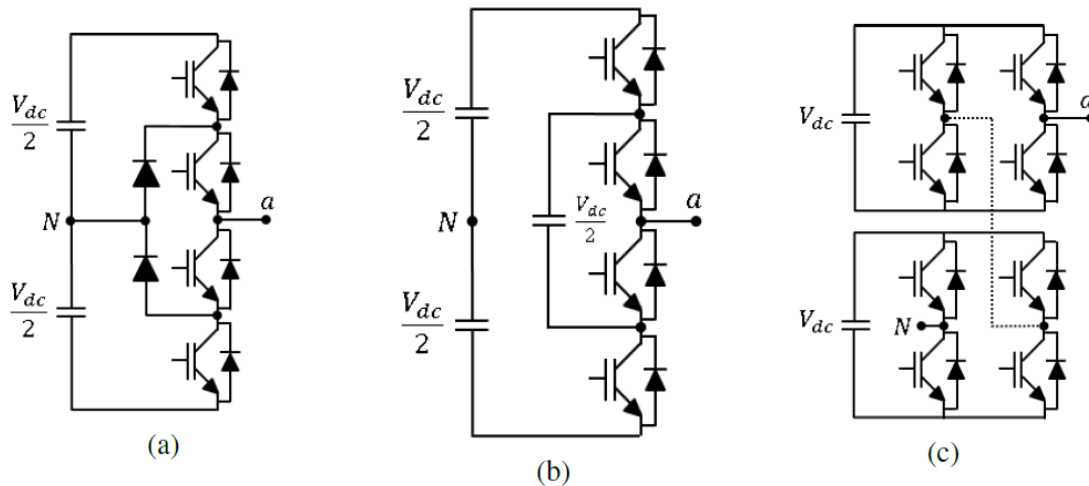


Figura 2.14: Topologías de una pierna de convertidores tradicionales multiniveles (a) NPC Converter. (b) FC converter. (c) CHB Converter.

Varios esquemas de control de estos convertidores han sido desarrollados, dependiendo fuertemente de su aplicación. Por ejemplo, el CHB ha sido exitosamente comercializado para

compensación de potencia reactiva y conversión de potencia fotovoltaica. Esta estructura ha funcionado exitosamente en aplicaciones de alta potencia debido a su modularidad. Sin embargo requiere de una cantidad considerable de condensadores aislados alimentados de transformadores desfasadores, aumentando sus costos y dimensiones.

El Conversor NPC ha tenido una significativa participación en el mercado de los accionamientos de motores de alta potencia. Este conversor es adecuado para configuraciones BTB en aplicaciones de generación (por la bidireccionalidad del flujo de potencia). Es por esto que ha sido la opción más preferida en generación eólica sobre los 3 MW. El mayor problema de estos conversores son las desiguales distribuciones de potencia en los dispositivos semiconductores y consecuentemente su baja confiabilidad.

## 2.9. Conversores modulares multiniveles en cascada

Los conversores modulares multiniveles en cascada o MMCC son una familia relativamente nueva de conversores multiniveles que ha empezado a tener un creciente interés debido a que las tensiones que soporta pueden ser fácilmente adaptadas a valores de media tensión al configurar en cascada varias unidades de convertidores, puede manejar potencia de valores cercanos a los 10 MW. Otras ventajas son la capacidad de operación sin transformador, las bajas distorsiones armónicas en las tensiones de salida, bajas pérdidas por conmutación y reducida interferencia electromagnética [25]-[32] [35] [33] [96].

La familia MMCC se caracteriza por la conexión en cascada de celdas de potencia formando un clúster. Esas celdas usualmente corresponden a puentes H monofásicos o choppers bidireccionales.

La tensión nominal del conversor puede ser fácilmente aumentada incrementando el número de celdas por clúster. Esto da el carácter de estructura modular y de conexión en cascada.

Cada celda posee un condensador flotante (sin alimentación) el que se puede cargar y descargar en la operación del conversor. De esta manera uno de los más importantes controles es el de mantener la tensión del capacitor en un rango aceptable, particularmente en la operación a velocidad variable, de manera que existan los mismos escalones de tensión en la salida para evitar las pérdidas y el deterioro del condensador.

Distintas configuraciones de los clúster y el tipo de celda de potencia empleada (chopper o puente H) conforman las diversas topologías. Una clasificación de éstas, obviando los nombres comerciales, es presentada en [33].

Una de las topologías mas sencilla es presentada en la figura (2.15), en la que se ilustra la composición de una celda en puente H, la composición de un clúster y la conexión de estos en estrella y en delta.

En estos conversores es posible emplear el neutro para conectar un enlace DC y un puente rectificador de diodos sirviendo como inversores multiniveles para accionamientos de motor. El SSBC tiene aplicaciones en BESS (Battery energy storage system) y el SDBC en

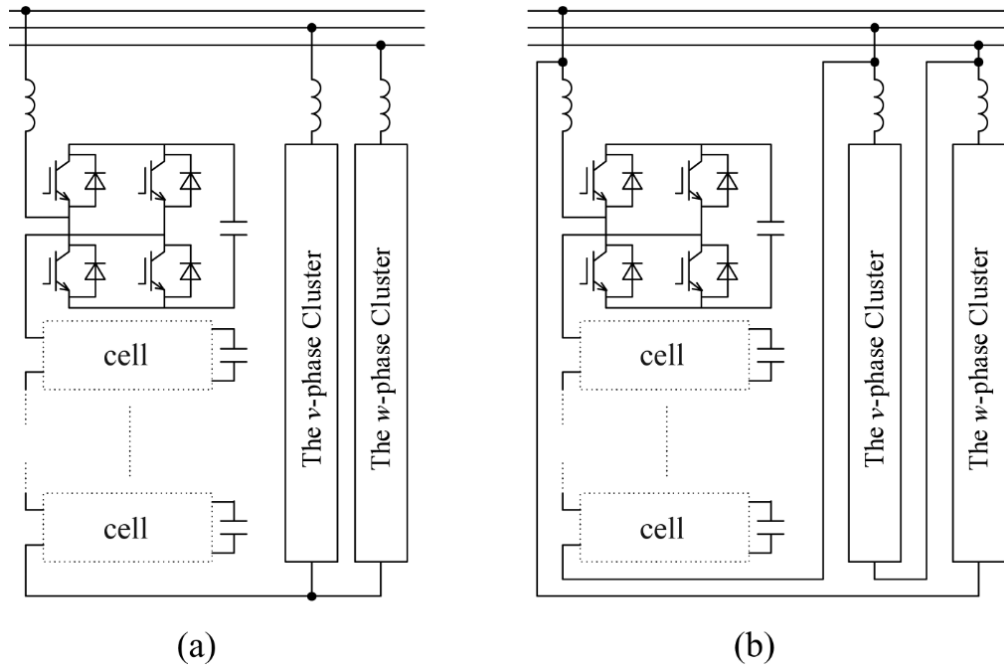


Figura 2.15: Dos tipos de topología MMCC sin DC link común y celdas de puente H. (a) Conexión de un clúster por fase y en conexión estrella (SSBC). (b) Conexión de un clúster por fase y en conexión delta (SDBC) [33].

STATCOM para control de potencia reactiva de secuencia negativa [33].

El convertidor modular multinivel (Modular Multilevel Converter  $M^2C$ ) es otra topología MMCC mostrada en la figura (2.16). Esta se compone de un puerto DC, un puerto AC, y seis clúster. Cada clúster tiene  $n$  celdas de potencia y una inductancia *buffer*. Cada celda se puede construir de un medio puente H (un tipo de chopper bidireccional) o un puente H completo. Las celdas de poder en un clúster son controladas para generar la tensión AC deseada. La inductancia se emplea para soportar la tensión generada por el convertidor y la tensión de la red, de esta manera el clúster se comporta como una fuente de tensión controlada.

La estructura de cada clúster descrito es un elemento en común de todos los tipos de convertidores MMCC.

### 2.9.1. Convertidores MMCC AC-AC

El empleo de los convertidores MMCC en aplicaciones de alta potencia y velocidad variable ha sido escasamente investigado. Recientes estudios han indicado que estos convertidores tienen buen desempeño en los sistemas de generación a velocidad variable, como es el caso de la generación eólica, además de una serie de ventajas sobre los convertidores tradicionales (sección (2.8.3)): completa modularidad, fácil escalamiento a rangos de media tensión, alta confiabilidad por redundancia, flexibilidad de control y alta calidad de potencia [33].

De acuerdo a los requerimientos para la conexión de generación eólica Multi-MW en media tensión descrita en la sección (2.7) se requiere entre estos la capacidad del convertidor de operación AC-AC. De acuerdo a esto, las topologías MMCC más adecuadas son:

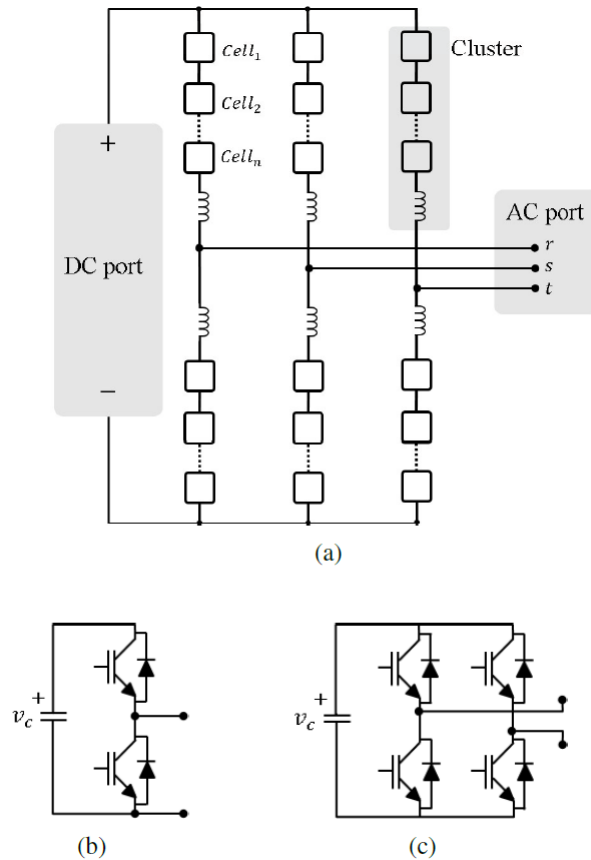


Figura 2.16: Conversor modular multinivel ( $M^2C$ ). (a) Conversor. (b) Celda de medio puente H (chopper). (c) Celda de puente H completo [49].

- $M^2C$  en configuración *Back-to-Back*
- Hexverter
- $M^3C$

### $M^2C$ en configuración *Back-to-Back*

Esta configuración se construye mediante dos convertidores  $M^2C$  conectados por su puerto DC, de esta manera, al igual que el conversor de 2 niveles en *Back-to-Back* (sección 2.8.1) permite operación AC-AC y bidireccionalidad en el flujo de potencia. Este es actualmente el único conversor de este tipo disponible en el mercado. Existen recientes estudios que aplican este conversor en accionamientos de media tensión y aplicación en WECSs Multi-MW.

En este tipo de convertidor, el control del condensador volante dificulta la operación del conversor cuando algún puerto AC opera a frecuencia cero o muy baja, siendo requerida grandes corrientes circulantes o tensiones de modo común para mitigar las oscilaciones de tensión en el condensador y el consecuente aumento de las dimensiones del conversor. Este problema dificulta su operación en WECSs debido a que estos operan usualmente en 10-20 Hz.

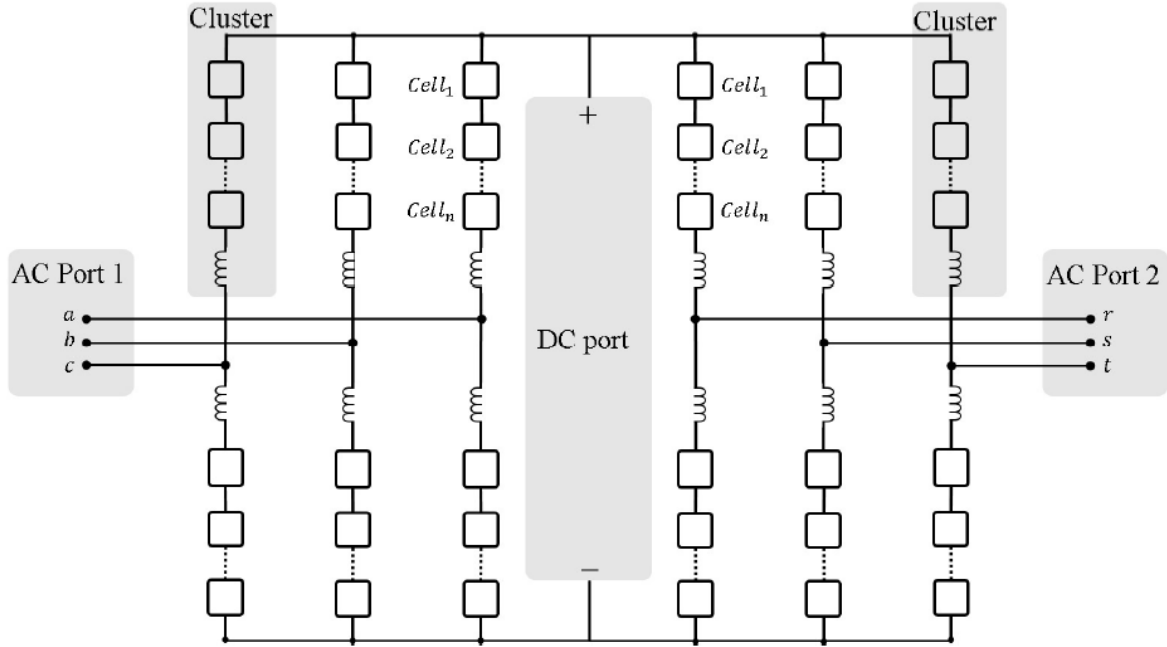


Figura 2.17: Conversor modular multinivel ( $M^2C$ ) en configuración Back-to-Back [49].

## Hexverter

El hexverter mostrado en la figura (2.18) fue presentado en 2013 y consiste en 6 clústers que conectan cada fase de entrada a dos fases de la salida, formando una estructura hexagonal. Muy pocas publicaciones han reportado aplicaciones de esta topología. Los clústers adyacentes tienen diferentes componentes de potencia dependiendo de la diferencia de potencia reactiva en ambos puertos, así se requiere una combinación de corrientes circulantes y tensiones en modo común para regular las oscilaciones en el condensador. Esto lleva a un sobre dimensionamiento del conversor que corresponde a su principal desventaja sobre los otros convertidores.

## Conversor modular matricial multinivel $M^3C$

Este conversor, mostrado en la figura (2.19) consiste en 9 clústers que conecta cada fase de la entrada con tres fases de la salida (por ejemplo, la fase  $a$  se conecta con las fases  $(r, s, t)$ ). La estructura se puede entender también como 3 convertidores SSBC conectados en estrella (es decir la conexión de tres clúster por fase y éstos conectados en estrella (TSBC)).

El  $M^3C$  es uno de los convertidores directos AC-AC que puede permitir flujo bidireccional de potencia a cualquier factor de potencia en la entrada y en la salida, lo que lo hace un conversor ideal en aplicaciones para media tensión a velocidad variable. Este conversor se ajusta muy bien a aplicaciones de alta potencia y baja velocidad debido a que se requieren bajas corrientes circulantes para controlar las oscilaciones en los condensadores, en comparación con el conversor  $M^2C$  BTB. Por otro lado, su completa modularidad, simple extensión a media tensión, flexibilidad de control, alta calidad de potencia y redundancia forman la principal ventaja de este conversor [97]. Estas características permitirían en aplicaciones WECSs la reducción en el tamaño del transformador o bien en la operación sin éste, aumentando



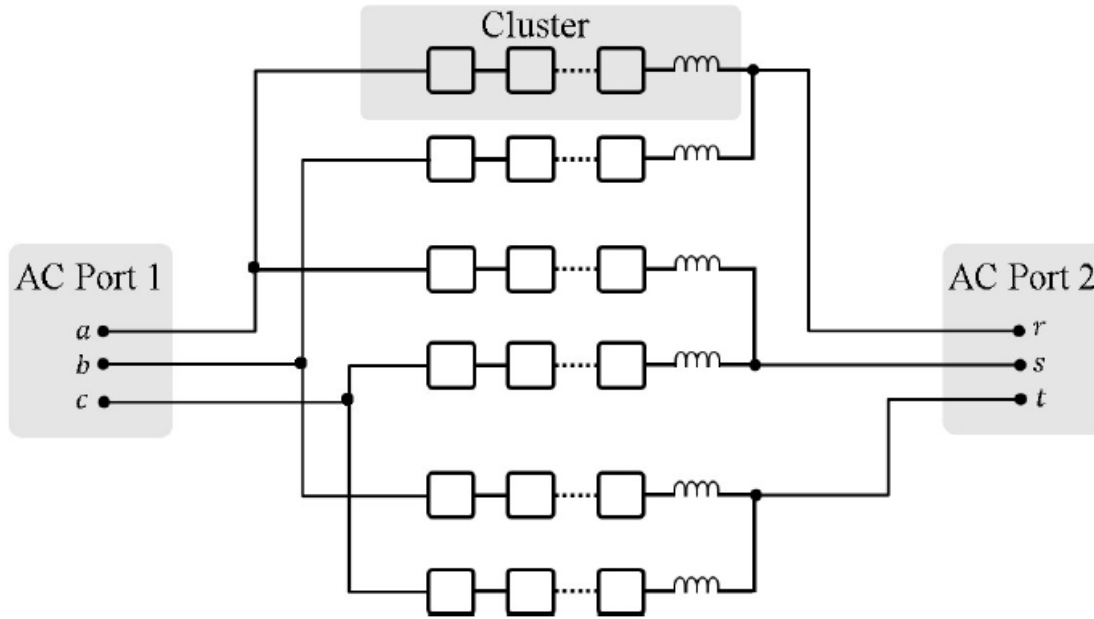


Figura 2.18: Hexverter [49].

consecuentemente la densidad de potencia y reducción del peso.

Sin embargo este convertor tiene un problema inherente cuando la frecuencia de la entrada es cercana a la frecuencia de la red, provocando fuertes oscilaciones en los capacitores.

### Controles propuestos para el convertor modular $M^3C$

Se han reportado pocas investigaciones respecto al control e implementación de esta topología debido a su alta complejidad. En este sentido se destaca el trabajo de Kammerer [99] [100] y de Akagi [97]. La aplicación y control de estos convertidores en WECSs Multi-MW para máquinas sincrónicas de imanes permanentes fue presentada por Díaz en su tesis doctoral [49] [98] [104] [105].

Los esquemas de control propuesto se pueden clasificar en dos categorías:

- **Estrategias de control convencional:** El control de la tensión del capacitor es efectuada afectando los puertos de entrada y salida del convertor mediante la inyección adecuada de corrientes de secuencia negativa.
- **Estrategias de control desacoplado:** Se emplea el uso de grados de libertad que tiene el convertor para controlar desacopladamente la tensión de los capacitores no afectando la entrada ni la salida del convertor. Este esquema permite el accionamiento del generador en la entrada, y por la salida el control de los requerimientos de red.

### Estrategias de control desacoplada

Esta estrategia se basa en el empleo de la doble transformada lineal  $\alpha\beta 0$ . Esta transformada fue introducida por primera vez en [100] y complementada en [97], implementándose

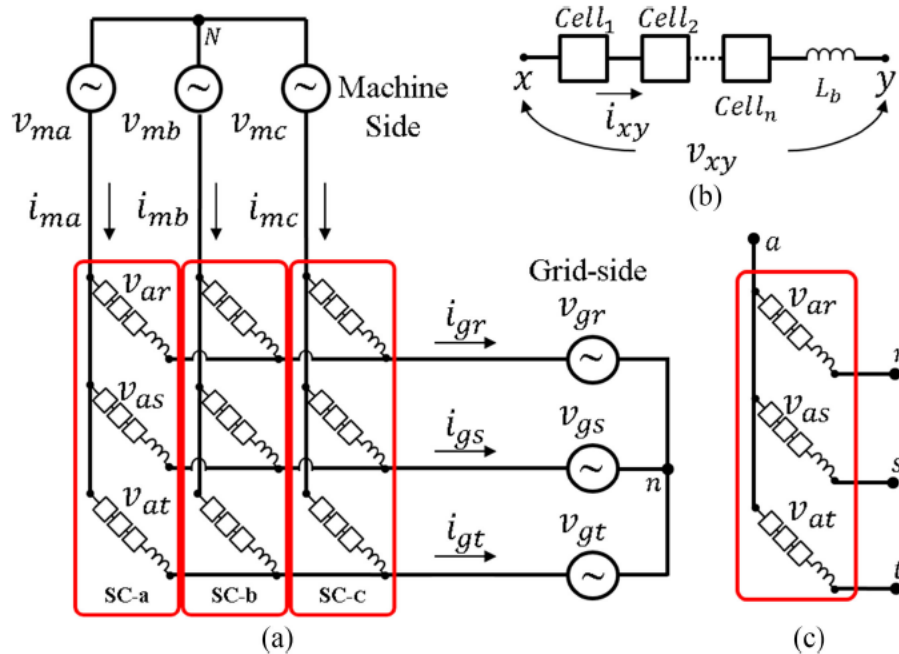


Figura 2.19: Conversor modular matricial multinivel  $M^3C$ . (a) Topología del conversor. (b) composición de los clústers. (c) Estructura de un subconvertidor [98].

en accionamientos de media tensión y STATCOM basados en este conversor.

Las transformaciones de las corrientes y tensiones del  $M^3C$  permiten un análisis y control sencillo, en el que se emplean las tensiones de modo común y las corrientes circulantes del conversor como grados de libertad, desacoplando el control del balanceo y el control de los puertos de entrada y salida.

El esquema de control basado en la doble transformada  $\alpha\beta 0$  presenta una estructura jerárquica en cascada, compuesta de los siguientes subsistemas:

- **Control de la tensión media del condensador:**

Este sistema de control regula el valor medio de la tensión de todos los condensadores usando un controlador PI que fija la referencia del control de corriente de entrada. Esto mantiene el almacenamiento de energía de los clústers del conversor en un nivel constante deseado imponiendo una corriente directa de referencia. La corriente reactiva puede ser fijada en cero o algún otro valor deseado.

- **Control de los desbalances en las tensiones del condensador:**

Los desbalances de tensiones entre los capacitores volantes de diferentes clústers deben ser regulados para garantizar igual distribución de tensiones en los clústers. Estos desbalances se controlan a cero usando controladores proporcionales o PI que fijan la amplitud y la fase de las corrientes circulantes. El control de corrientes circulantes sigue esa referencia usando controladores proporcionales que generan las tensiones a ser sintetizadas por cada clúster.

- **Control del lado de entrada y de salida:**

El sistema de entrada (conectado a la red) es regulado usando control en  $dq$  que recibe

su referencia del control de la tensión media del condensador. El sistema de salida conectado a la máquina es regulado por control vectorial de flujo orientado convencional de la máquina. De esta forma el control usual empleado en accionamientos y conexión a la red se mantiene inalterado gracias al control desacoplado del  $M^3C$

- **Control de la celda:**

Corresponde al balanceo de los condensadores en un mismo clúster. y la síntesis de las tensiones deseadas en los mismos. Para esto se han reportado dos esquemas de control.

El primero corresponde a la comparación de la tensión del condensador de la celda con el valor deseado, cuyo error por la corriente del clúster genera una tensión incremental que es añadida a la tensión media del clúster dividida en cada celda. El valor resultante es empleado en la modulación *phase-shifted* PWM [97].

La segunda estrategia, corresponde a un algoritmo de ordenamiento, en el que se miden las tensiones de los condensadores de cada clúster y se ordenan de forma ascendente o descendente dependiendo de la polaridad del clúster. De esta forma, si una celda está consumiendo potencia activa, la celda con la menor tensión es encendida y la de mayor tensión es apagada, balanceando de esta forma las tensiones, la celda con la tensión más cercana a la deseada es modulada [100].

# Capítulo 3

## Modelación del $M^3C$

### 3.1. Introducción

Recientemente se han publicado modelos del convertidor  $M^3C$  en [100] y [97] que facilitan el análisis y control.

En [100] se establece un control desacoplado jerárquico mediante el empleo de la doble transformada  $\alpha\beta 0^2$ , el que hace uso a su vez de una estrategia de control basada en la transformación  $\Sigma\Delta$  para el control desacoplado de balanceo horizontal, vertical, diagonal y promedio de la tensión de los condensadores.

En [97] este análisis es extendido, sistematizando la aplicación de la doble transformada y el control de balanceo en un cierto rango de frecuencias mediante modelos dinámicos de potencia-tensión de los capacitores. El análisis es validado experimentalmente para una aplicación de acción de un motor de inducción, empleando 4 celdas por clúster.

La modelación de [104] y [49], basada principalmente en [35] es validada para aplicaciones de generación eólica basada en PMSG que incluye el modelo dinámico de tensión y potencia de condensadores mediante una transformación  $\Sigma\Delta$  que permite el balanceo con control vectorial. Además se presentan esquemas de mitigación para frecuencias críticas.

La modelación y control de [104] y [49] es la más acabada hasta ahora y es la que se empleará en la presente memoria.

### 3.2. Topología y generales

La figura (3.1) muestra la configuración circuital del convertidor  $M^3C$ . Esta configuración conecta una fase de la entrada a 3 fases de la salida y vice versa. Está compuesto de 3 sub-convertidores (SC) de 3 clúster cada uno y una inductancia en serie en cada clúster para la controlabilidad de estos [103].

Cada clúster está formado por la conexión en serie de celdas de puente H completo que tienen 4 dispositivos semiconductores como IGBT o MOSFET. Cada celda tiene un conden-

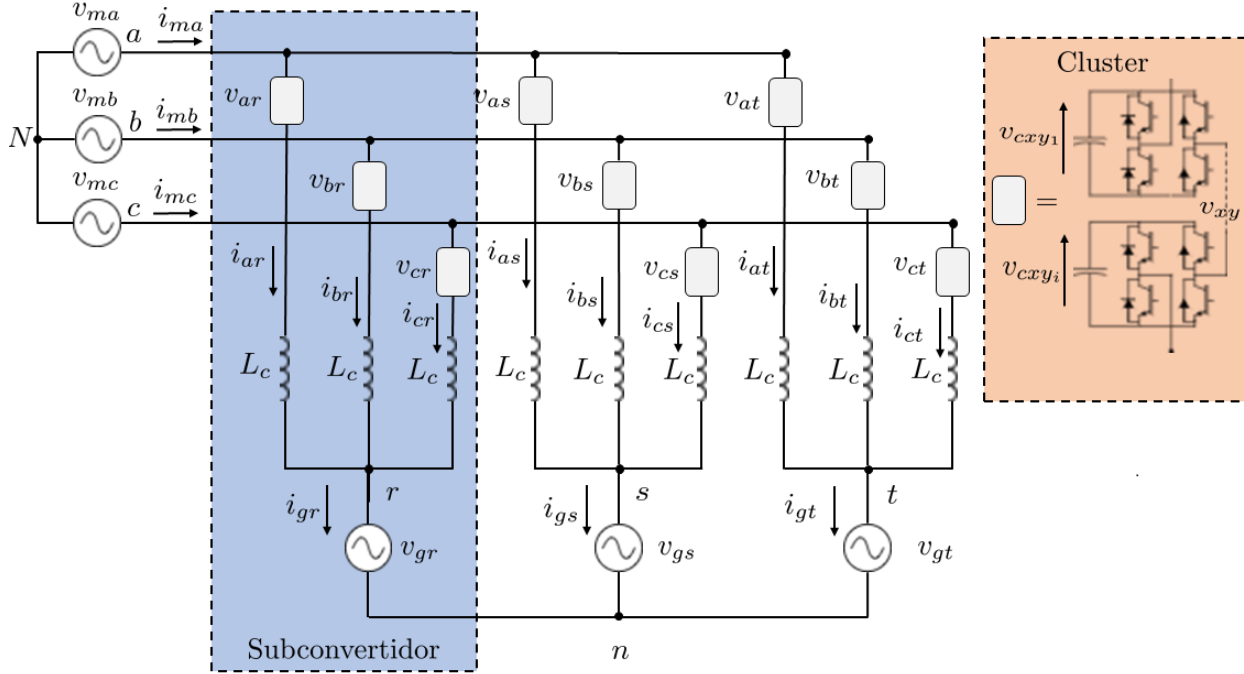


Figura 3.1: Topología y composición del conversor  $M^3C$ , composición de cluster y celda puente H.

sador flotante, cuyas tensiones deben ser reguladas a un mismo nivel. El control desacoplado permite este balanceo usando las corrientes circulantes como grados de libertad.

La tensión de salida de un clúster corresponde a la suma de la tensión de salida de cada celda. Cada puente H tiene 3 niveles en la tensión de salida, de forma que el total de niveles de salida de un clúster es de  $(2n + 1)$  con  $n$  el número de celdas [95].

Considerando un clúster  $xy$ , con  $x \in \{a, b, c\}$  e  $y \in \{r, s, t\}$ , la tensión de salida es:

$$v_{xy} = \sum_{i=1}^n v_{xy_i} = \sum_{i=1}^n k_i v_{cxy_i} \quad (3.1)$$

En el que  $v_{xy}$  es la tensión de salida del clúster,  $v_{xy_i}$  la tensión de salida de la  $i$ -ésima celda,  $v_{cxy_i}$  la tensión del condensador de la  $i$ -ésima celda.  $k_i \in \{-1, 0, 1\}$  es el estado de conmutación de la celda.

Para efectos de control jerárquico, se define la tensión del capacitor de clúster (o CCV) como la suma de las tensiones de los condensadores de un clúster:

$$v_{c_{xy}} = \sum_{i=1}^n v_{c_{xy_i}} \quad (3.2)$$

De este modo, la tensión de salida de cada clúster se encuentra limitada por la tensión de capacitor de clúster, es decir:

$$-v_{c_{xy}} \leq v_{xy} \leq v_{c_{xy}} \quad (3.3)$$

Para una operación adecuada del  $M^3C$ , en la que se sinteticen tensiones simétricas y garantice la confiabilidad del convertidor, se requiere que las tensiones de los condensadores se regulen a un mismo nivel en todos los clúster. Esto significa:

- Mantener las tensiones CCV en un mismo nivel. Este objetivo de control se nombrará balanceo de la tensión de capacitor de clúster o balanceo CCV.
- Mantener las tensiones de cada celda de un clúster en el mismo nivel. Este objetivo de control se nombrará balanceo de celdas.

Cuando se logran ambas condiciones, se refiere al convertidor como "balanceado" y los clústers pueden ser considerados como fuente de tensión controladas, como se muestra en la figura (3.2).

Para estos objetivos, se presentan modelos de las tensiones y corrientes y de la dinámica de los condensadores del  $M^3C$ .

### 3.3. Modelo de tensión-corriente

Este modelo describe la dinámica de las tensiones y corrientes en el  $M^3C$ . Se considera que los clusters se encuentran balanceados, por lo que se reemplazan por fuentes de tensión controlada.

Aplicando de tensiones de Kirchhoff en la figura (3.2), suponiendo que la red y el generador son fuentes de tensiones ideales, el sentido de las corrientes y tensiones es el mostrado en la figura (3.2), el puerto de entrada es el que conecta la máquina, y el de salida el que conecta a la red, se tiene:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \\ v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \\ v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \end{bmatrix} &= L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ar} & i_{br} & i_{cr} \\ i_{as} & i_{bs} & i_{cs} \\ i_{at} & i_{bt} & i_{ct} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{ar} & v_{br} & v_{cr} \\ v_{as} & v_{bs} & v_{cs} \\ v_{at} & v_{bt} & v_{ct} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} v_{gr} & v_{gr} & v_{gr} \\ v_{gs} & v_{gs} & v_{gs} \\ v_{gt} & v_{gt} & v_{gt} \end{bmatrix} + v_{Nn} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.4)$$

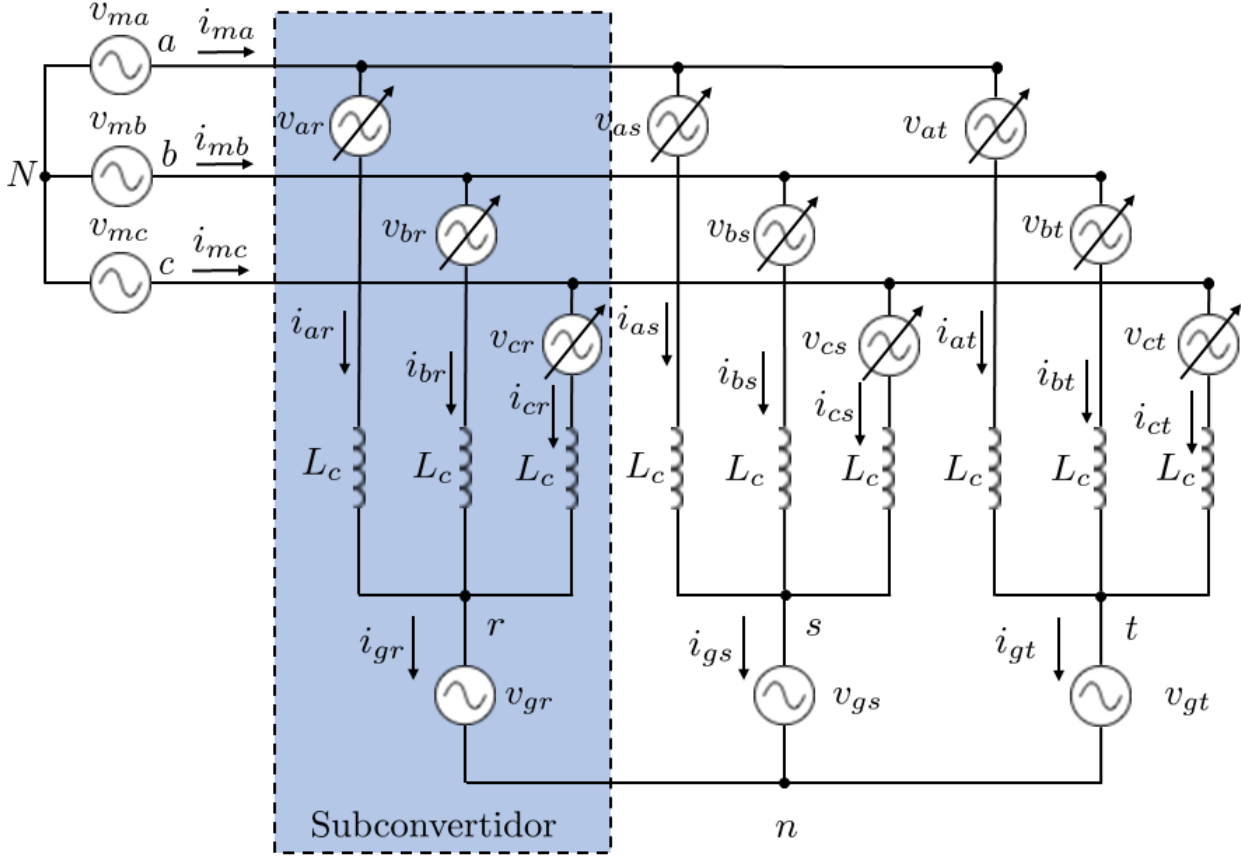


Figura 3.2: Topología simplificada del conversor  $M^3C$  considerando los condensadores balanceados.

Dónde el subíndice  $m$  representa las variables de la máquina, el subíndice  $g$  las de la red. Las caídas de tensiones de cada clúster corresponden a  $v_{xy}$  con  $x \in \{a, b, c\}$ ,  $y \in \{r, s, t\}$ ,  $L_c$  la inductancia de clúster y  $v_{Nn}$  la tensión de modo común entre  $N$  y  $n$ .

Una representación desacoplada se obtiene empleando la transformada  $\alpha\beta 0^2$ . Para ello se pre-multiplica (3.4) por la matriz  $C_{\alpha\beta 0}$  (transformada  $\alpha\beta 0$  invariante en potencia) y post-multiplica por  $C_{\alpha\beta 0}^T$  equivalente a transformar la entrada  $\{a, b, c\}$  en  $\alpha\beta 0$  y luego la salida  $\{r, s, t\}$  en  $\alpha\beta 0$ . [97].

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = \underbrace{\sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix}}_{C_{\alpha\beta 0}} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

De esta manera, el modelo en coordenadas  $\alpha\beta 0^2$  queda descrito por:

$$\begin{aligned}
\sqrt{3} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ v_{m\alpha} & v_{m\beta} & v_{m0} \end{bmatrix} &= L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} & i_{\beta\alpha} & i_{0\alpha} \\ i_{\alpha\beta} & i_{\beta\beta} & i_{0\beta} \\ i_{\alpha 0} & i_{\beta 0} & i_{00} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{\alpha\alpha} & v_{\beta\alpha} & v_{0\alpha} \\ v_{\alpha\beta} & v_{\beta\beta} & v_{0\beta} \\ v_{\alpha 0} & v_{\beta 0} & v_{00} \end{bmatrix} \\
&+ \sqrt{3} \begin{bmatrix} 0 & 0 & v_{g\alpha} \\ 0 & 0 & v_{g\beta} \\ 0 & 0 & v_{g0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3v_{Nn} \end{bmatrix} \quad (3.6)
\end{aligned}$$

El convertidor no posee conexión entre los neutros  $N$  y  $n$  ( $i_{00} = 0$ ). Se obtienen 4 ecuaciones independientes y desacopladas entre sí:

$$\sqrt{3} \begin{bmatrix} v_{m\alpha} \\ v_{m\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha 0} \\ v_{\beta 0} \end{bmatrix} + L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha 0} \\ i_{\beta 0} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$-\sqrt{3} \begin{bmatrix} v_{g\alpha} \\ v_{g\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{0\alpha} \\ v_{0\beta} \end{bmatrix} + L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{0\alpha} \\ i_{0\beta} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} v_{\alpha\alpha} & v_{\beta\alpha} \\ v_{\alpha\beta} & v_{\beta\beta} \end{bmatrix} = -L_c \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{\alpha\alpha} & i_{\beta\alpha} \\ i_{\alpha\beta} & i_{\beta\beta} \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$\sqrt{3}v_{m0} = L_c \frac{d}{dt} i_{00} + v_{00} + \sqrt{3}v_{g0} + 3v_{Nn} \quad (3.10)$$

Por otro lado, mediante las leyes de corriente de Kirchoff para las corrientes de la red y de la máquina, se deduce que:

$$i_{\alpha 0} + j i_{\beta 0} = \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{m\alpha} + j i_{m\beta}) \quad (3.11)$$

$$i_{0\alpha} + j i_{0\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}}(i_{g\alpha} + j i_{g\beta}) \quad (3.12)$$

Por lo que:

- $i_{\alpha 0}$  y  $i_{\beta 0}$  son proporcionales a las corrientes del lado de la máquina.
- $i_{0\alpha}$  y  $i_{0\beta}$  son proporcionales a las corrientes del lado de la red.



- $i_{\alpha\alpha}$ ,  $i_{\beta\alpha}$ ,  $i_{\alpha\beta}$  y  $i_{\beta\beta}$  son corrientes que no aparecen en el lado de la red ni en el lado de la máquina, sino que circulan en el convertor, razón por la que se denominan "corrientes circulantes"
- La última ecuación relaciona la variable  $v_{00}$  con las componentes de secuencia cero y tensión de modo común del convertor.

Reemplazando las ecuaciones (3.11) y (3.12) en la ecuación (3.6) el modelo de corriente-tensión puede ser reescrito en función de las corrientes de entrada y salida como:

$$\begin{bmatrix} v_{m\alpha} \\ v_{m\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} v_{\alpha 0} \\ v_{\beta 0} \end{bmatrix} + \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{m\alpha} \\ i_{m\beta} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$- \begin{bmatrix} v_{g\alpha} \\ v_{g\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} v_{0\alpha} \\ v_{0\beta} \end{bmatrix} + \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{g\alpha} \\ i_{g\beta} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

El convertor queda representado por circuitos independientes mostrados en la figura (3.3). Es directo implementar controles convencionales para los puertos de entrada y de salida, incluyendo control vectorial.

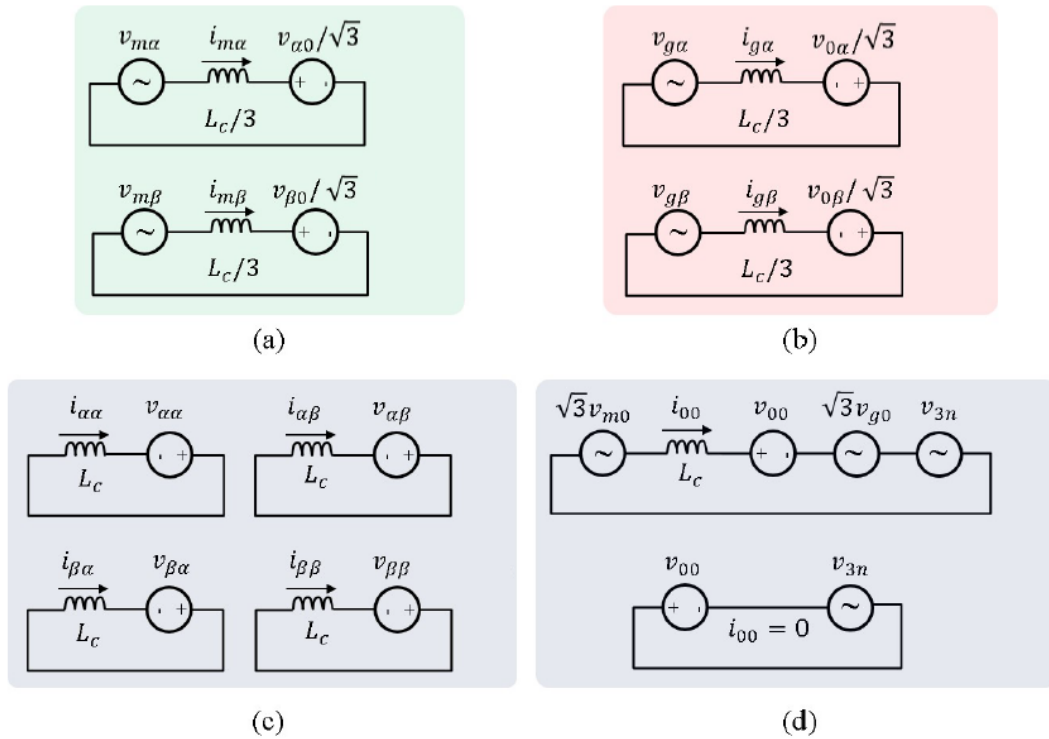


Figura 3.3: Circuitos equivalentes del modelo transformado en coordenadas doble- $\alpha\beta 0$ . (a) Lado de la máquina. (b) Lado de la red. (c) Corrientes circulantes. (c) Tensión en modo común [49].

### 3.4. Modelo de potencia-tensión del capacitor

El objetivo de regulación de los condensadores a un mismo nivel requiere un modelo de la dinámica de la tensión de estos.

La evolución de la tensión de los condensadores está relacionada con la potencia de cada clúster. Para este análisis no es necesario considerar el inductor de clúster debido a su comportamiento de filtro [97].

Se considera que el balanceo de celda se encuentra correctamente implementado, considerando la dinámica de las tensiones de capacitores de clúster (CCV).

La relación del flujo de potencia y los CCV (ecuación (3.2)) es:

$$E_{xy} = \frac{1}{2}C \sum_{i=1}^n v_{cxy_i}^2 \Rightarrow P_{xy} = \frac{1}{2}C \frac{d}{dt} \left( \sum_{i=1}^n (v_{cxy_i})^2 \right) \quad (3.15)$$

$$\approx Cv_c^* \frac{d}{dt} v_{cxy} \quad (3.16)$$

En el que se considera  $v_c^*$  la tensión deseada de cada condensador como punto de operación. Al integrar se tiene:

$$v_{cxy} \approx \frac{1}{Cv_c^*} \int P_{xy} dt + nv_c^* \quad (3.17)$$

Extendiendo (3.17) para cada clúster:

$$\begin{bmatrix} v_{car} & v_{cas} & v_{cat} \\ v_{cbr} & v_{cbs} & v_{cbt} \\ v_{ccr} & v_{c cs} & v_{cct} \end{bmatrix} = \frac{1}{Cv_c^*} \int \begin{bmatrix} P_{ar} & P_{as} & P_{at} \\ P_{br} & P_{bs} & P_{bt} \\ P_{cr} & P_{cs} & P_{ct} \end{bmatrix} dt + nv_c^* \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Esta última expresión se refiere al modelo de potencia-tensión del  $M^3C$ . El análisis de esta ecuación permite establecer que las componentes oscilatorias o dinámicas ("ripple") depende de la potencia instantánea de cada clúster, mientras que el valor medio de cada clúster tiende a  $nv_c^*$ .

El modelo (3.18) expresado en coordenadas  $\alpha\beta 0^2$ , aplicando la transformada  $\alpha\beta 0^2$  queda como:

$$\begin{bmatrix} v_{c\alpha\alpha} & v_{c\beta\alpha} & v_{c0\alpha} \\ v_{c\alpha\beta} & v_{c\beta\beta} & v_{c0\beta} \\ v_{c\alpha 0} & v_{c\beta 0} & v_{c00} \end{bmatrix} = \frac{1}{Cv_c^*} \int \begin{bmatrix} P_{\alpha\alpha} & P_{\beta\alpha} & P_{0\alpha} \\ P_{\alpha\beta} & P_{\beta\beta} & P_{0\beta} \\ P_{\alpha 0} & P_{\beta 0} & P_{00} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3nv_c^* \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Se refiere a éste, como el modelo de potencia-tensión en coordenadas  $\alpha\beta 0^2$ .

El análisis algebraico de las transformaciones, junto con su respectivo valor en coordenadas físicas determinan el siguiente significado físico de cada componente:

- Los términos  $v_{c_{\alpha\alpha}}, v_{c_{\beta\alpha}}, v_{c_{\alpha\beta}}, v_{c_{\beta\beta}}$  representan de los CCV dentro de un sub-convertidor, lo que se denominará términos de desbalance intra.
- Los términos  $v_{c_{0\alpha}}, v_{c_{0\beta}}, v_{c_{\alpha 0}}, v_{c_{\beta 0}}$  representan desbalances de los CCV entre diferentes sub-convertidores, lo que se denominará términos de desbalance inter.
- El término  $v_{c_{00}}$  se relaciona con el flujo total de potencia de  $M^3C$  que entra y sale de este. El balanceo de este, permite regular la tensión media de todos los condensadores y minimizar las pérdidas medias en el convertidor. Es un análogo al enlace DC de un conversor *Back-to-Back* por lo que su control es similar como se explica en la metodología.

### 3.4.1. Potencias de clúster en coordenadas $\alpha\beta 0^2$

La aplicación de la doble transformada permite determinar las potencias en función de las corrientes y tensiones en  $\alpha\beta 0^2$ , mediante la expresión de potencia instantánea:

$$\begin{bmatrix} P_{ar} & P_{as} & P_{at} \\ P_{br} & P_{bs} & P_{bt} \\ P_{cr} & P_{cs} & P_{ct} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ar}i_{ar} & v_{as}i_{as} & v_{at}i_{at} \\ v_{br}i_{br} & v_{bs}i_{bs} & v_{bt}i_{bt} \\ v_{cr}i_{cr} & v_{cs}i_{cs} & v_{ct}i_{ct} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Luego de transformaciones y operaciones algebraicas se tiene:

$$P_{\alpha\alpha} = \frac{1}{3}(v_{m\alpha}i_{g\alpha} - v_{g\alpha}i_{m\alpha}) + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{\alpha\alpha} - v_{m\beta}i_{\beta\alpha}) - \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}i_{\alpha\alpha} - v_{g\beta}i_{\alpha\beta}) - v_{Nn}i_{\alpha\alpha} \quad (3.21)$$

$$P_{\alpha\beta} = \frac{1}{3}(v_{m\alpha}i_{g\beta} - v_{g\beta}i_{m\alpha}) + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{\alpha\beta} - v_{m\beta}i_{\beta\beta}) + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}i_{\alpha\beta} + v_{g\beta}i_{\alpha\alpha}) - v_{Nn}i_{\alpha\beta} \quad (3.22)$$

$$P_{\beta\alpha} = \frac{1}{3}(v_{m\beta}i_{g\alpha} - v_{g\alpha}i_{m\beta}) - \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{\beta\alpha} + v_{m\beta}i_{\alpha\alpha}) - \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}i_{\beta\alpha} - v_{g\beta}i_{\beta\beta}) - v_{Nn}i_{\beta\alpha} \quad (3.23)$$

$$P_{\beta\beta} = \frac{1}{3}(v_{m\beta}i_{g\beta} - v_{g\beta}i_{m\beta}) - \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{\beta\beta} + v_{m\beta}i_{\alpha\beta}) + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}i_{\beta\beta} + v_{g\beta}i_{\beta\alpha}) - v_{Nn}i_{\beta\beta} \quad (3.24)$$

$$P_{\alpha 0} = \frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{m\alpha}i_{m\alpha} - v_{m\beta}i_{m\beta}) - \frac{1}{\sqrt{3}}(v_{g\alpha}i_{\alpha\alpha} + v_{g\beta}i_{\alpha\beta}) - \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{m\alpha} \quad (3.25)$$

$$P_{\beta 0} = -\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{m\alpha}i_{m\beta} + v_{m\beta}i_{m\alpha}) - \frac{1}{\sqrt{3}}(v_{g\alpha}i_{\beta\alpha} + v_{g\beta}i_{\beta\beta}) - \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{m\beta} \quad (3.26)$$

$$P_{0\alpha} = -\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{g\alpha}i_{g\alpha} - v_{g\beta}i_{g\beta}) + \frac{1}{\sqrt{3}}(v_{m\alpha}i_{\alpha\alpha} + v_{m\beta}i_{\beta\alpha}) - \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{g\alpha} \quad (3.27)$$

$$P_{0\beta} = \frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{g\alpha}i_{g\beta} + v_{g\beta}i_{g\alpha}) + \frac{1}{\sqrt{3}}(v_{m\alpha}i_{\alpha\beta} + v_{m\beta}i_{\beta\beta}) - \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{g\beta} \quad (3.28)$$

$$P_{00} = \frac{1}{3}(v_{m\alpha}i_{m\alpha} + v_{m\beta}i_{m\beta}) - \frac{1}{3}(v_{g\alpha}i_{g\alpha} + v_{g\beta}i_{g\beta}) \quad (3.29)$$

Expresando cada componente en sus términos físicos, se puede concluir las interpretaciones físicas dadas anteriormente. De (3.29) es inmediata la interpretación, considerando la teoría de la potencia instantánea [106].

Para la operación balanceada del  $M^3C$  requiere que los flujos de potencia sean minimizados y sus componentes medias reguladas a cero, quedando componentes oscilatorias. El objetivo de control del balanceo CVV es llevar las tensiones a:

$$\begin{bmatrix} v_{c_{\alpha\alpha}} & v_{c_{\beta\alpha}} & v_{c_{0\alpha}} \\ v_{c_{\alpha\beta}} & v_{c_{\beta\beta}} & v_{c_{0\beta}} \\ v_{c_{\alpha 0}} & v_{c_{\beta 0}} & v_{c_{00}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3nv_c^* \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

### 3.5. Análisis de las componentes oscilatorias y condiciones críticas

La dinámica de los CCV indica que las oscilaciones en potencia originan las oscilaciones de la tensión de los CCV. Además, cualquier componente DC en las potencias de cluster (en  $\alpha\beta 0^2$ ), lleva a una inestabilidad en la tensión [101].

Este análisis puede ser efectuado mediante la potencia instantánea de un cluster, considerando las corrientes y tensiones sinusoidales en los puertos de entrada y salida:

$$\begin{aligned} P_{xy} &= v_{xy}i_{xy} = \frac{1}{3}(v_{mx} - v_{gy})(i_{mx} + i_{gy}) \\ &\approx P_m + P_g + A \sin(2\omega_m t + \dots) + B \sin(2\omega_g t + \dots) + C \sin(\omega_g t \pm \omega_m t + \dots) \end{aligned} \quad (3.31)$$

Las tensiones CCV, aplicando (3.17), indican que tienen oscilaciones con componentes de frecuencia del lado de la red y la máquina y sus doble frecuencias respectivas.

Bajo este análisis, las tensiones de los CCV se vuelven inestables cuando:

- $f_g = 0$
- $f_m = 0$
- $f_m = f_g$
- $f_m = -f_g$
- $P_m + P_g \neq 0$

La condición  $f_m = 0$  no es difícil de controlar, debido a que a baja frecuencia, la magnitud  $V_m I_m$  es baja en el rotor del DFIG.

La condición  $f_g = 0$  es poco probable para la conexión del  $M^3C$  en una red fuerte de potencia, como es el caso de la generación eólica de gran potencia.

La condición  $f_m = \pm f_g$  lleva a inestabilidad, siendo requerido una estrategia de control adicional para estabilizar y balancear los CCV. La estrategia de control propuesta en [49], denominada 'mitigación' regula las tensiones CCV en este punto de operación.

La operación de los WECSs basado en DFIG operan bajo un rango de deslizamiento de  $\pm 30\%$  sumado a que suelen ser máquinas multipolos, hacen que esta condición sea muy poco probable, por lo que no es estudiada en la presente memoria. Bajos fallas asimétricas se sugiere investigar esta condición.

La condición  $P_m + P_g \neq 0$  significa un balanceo medio de las potencias de entrada y salida del convertidor.

### 3.5.1. Componentes oscilatorias en coordenadas $\alpha\beta 0^2$

El análisis anterior, realizado en coordenadas  $\alpha\beta 0^2$ , y suponiendo nula inyección de tensión de modo común y corrientes circulantes (ecuaciones (3.21)-(3.28)), se muestra que una parte de las componentes de potencia producen las oscilaciones [49].

Además:

- Los términos  $v_{c_{\alpha\alpha}}, v_{c_{\beta\alpha}}, v_{c_{\alpha\beta}}, v_{c_{\beta\beta}}$ , i.e., los términos de desbalance intra tienen oscilaciones inestables cuando  $f_m = \pm f_g$ .
- Los términos  $v_{c_{\alpha 0}}$  y  $v_{c_{\beta 0}}$ , que son parte de los desbalances inter, generan oscilaciones inestables cuando  $f_m = 0$ .
- Los términos  $v_{c_{0\alpha}}$  y  $v_{c_{0\beta}}$ , que son parte de los desbalances inter, generan oscilaciones inestables cuando  $f_g = 0$ .

### 3.5.2. Clasificación de las oscilaciones y grados de libertad de control

Las diversas componentes de potencia que originan las oscilaciones de las tensiones de los CCV se pueden clasificar como [49]:

- **Componentes no-controlables:** Dependen directamente de la máquina y de la red, y por lo tanto no pueden ser usadas como grado de libertad ya que afectan los puertos de entrada y salida.
- **Componentes semi-controlables:** Son combinaciones entre magnitudes del lado de la red y de la máquina, y corrientes circulantes o tensión de modo común. Es posible controlar parcialmente el balanceo CCV, sin alterar los puertos de entrada y de salida del convertidor.
- **Componentes controlables:** Corresponden a las corrientes circulantes y tensión de modo común. Su regulación no afecta los puertos de entrada y de salida.

Las componentes oscilatorias son ocasionadas en consecuencia, por las componentes no controladas, mientras que las componentes controlables y semi-controlables son los grados de libertad para el control de balanceo CCV.

La tabla (3.1) se muestra esta clasificación de las potencias (3.21)-(3.28).

Término de potencia	No-controlable	Semi-controlable	Controlable
$P_{\alpha\alpha}$	$\frac{1}{3}(v_{m\alpha}\dot{i}_{g\alpha} - v_{g\alpha}\dot{i}_{m\alpha})$	$\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{\alpha\alpha} - v_{m\beta}\dot{i}_{\beta\alpha})$ $-\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{\alpha\alpha} - v_{g\beta}\dot{i}_{\alpha\beta})$	$-v_{Nn}\dot{i}_{\alpha\alpha}$
$P_{\alpha\beta}$	$\frac{1}{3}(v_{m\alpha}\dot{i}_{g\beta} - v_{g\beta}\dot{i}_{m\alpha})$	$\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{\alpha\beta} - v_{m\beta}\dot{i}_{\beta\beta})$ $+\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{\alpha\beta} + v_{g\beta}\dot{i}_{\alpha\alpha})$	$-v_{Nn}\dot{i}_{\alpha\beta}$
$P_{\beta\alpha}$	$\frac{1}{3}(v_{m\beta}\dot{i}_{g\alpha} - v_{g\alpha}\dot{i}_{m\beta})$	$-\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{\beta\alpha} + v_{m\beta}\dot{i}_{\alpha\alpha})$ $-\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{\beta\alpha} - v_{g\beta}\dot{i}_{\beta\beta})$	$-v_{Nn}\dot{i}_{\beta\alpha}$
$P_{\beta\beta}$	$\frac{1}{3}(v_{m\beta}\dot{i}_{g\beta} - v_{g\beta}\dot{i}_{m\beta})$	$-\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{\beta\beta} + v_{m\beta}\dot{i}_{\alpha\beta})$ $+\frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{\beta\beta} + v_{g\beta}\dot{i}_{\beta\alpha})$	$-v_{Nn}\dot{i}_{\beta\beta}$
$P_{\alpha 0}$	$\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{m\alpha} - v_{m\beta}\dot{i}_{m\beta})$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{\alpha\alpha} + v_{g\beta}\dot{i}_{\alpha\beta})$ $-v_{Nn}\dot{i}_{m\alpha}$	
$P_{\beta 0}$	$-\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{m\beta} + v_{m\beta}\dot{i}_{m\alpha})$	$-\frac{1}{\sqrt{3}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{\beta\alpha} + v_{g\beta}\dot{i}_{\beta\beta})$ $+v_{Nn}\dot{i}_{m\beta}$	
$P_{0\alpha}$	$-\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{g\alpha} - v_{g\beta}\dot{i}_{g\beta})$	$\frac{1}{\sqrt{3}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{\alpha\alpha} + v_{m\beta}\dot{i}_{\beta\alpha})$ $+v_{Nn}\dot{i}_{g\alpha}$	
$P_{0\beta}$	$\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{g\alpha}\dot{i}_{g\beta} + v_{g\beta}\dot{i}_{g\alpha})$	$\frac{1}{\sqrt{3}}(v_{m\alpha}\dot{i}_{\alpha\beta} + v_{m\beta}\dot{i}_{\beta\beta})$ $-v_{Nn}\dot{i}_{g\beta}$	

Tabla 3.1: Clasificación de las componentes CCV.

### 3.6. Transformación $\Sigma\Delta$ del modelo de potencia-tensión

Una representación que permite separar las tensiones CCV de acuerdo a su tipo de inestabilidad, y que además permite el control vectorial del balanceo CCV, es la transformada  $\Sigma\Delta$  [49].

Ésta transforma las componentes intra en  $\alpha\beta 0^2$  a coordenadas  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$  mediante:

$$\begin{bmatrix} X_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} \\ X_{1\beta}^{\Sigma\Delta} \\ X_{2\alpha}^{\Sigma\Delta} \\ X_{2\beta}^{\Sigma\Delta} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_{\alpha\alpha} \\ X_{\alpha\beta} \\ X_{\beta\alpha} \\ X_{\beta\beta} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

La matriz de transformación es invertible, de manera que es adecuada en el empleo del esquema de control.

#### 3.6.1. Componentes oscilatorias de CCV en coordenadas $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$

Empleando la transformación  $\Sigma\Delta$  en las ecuaciones de componentes oscilatorias intra (sin tensión de modo común ni corrientes circulantes), se establece que [49]:

- Las componentes  $\tilde{v}_{c_{1\alpha}}^{\Sigma\Delta}$ ,  $\tilde{v}_{c_{1\beta}}^{\Sigma\Delta}$  llevan a condiciones inestables cuando  $f_m = f_g$

- Las componentes  $\tilde{v}_{c_{2\alpha}}^{\Sigma\Delta}, \tilde{v}_{c_{2\beta}}^{\Sigma\Delta}$  llevan a condiciones inestables cuando  $f_m = -f_g$
- Las componentes  $\tilde{v}_{c_{\alpha 0}}, \tilde{v}_{c_{\beta 0}}$  llevan a condiciones inestables cuando  $f_m = 0$
- Las componentes  $\tilde{v}_{c_{0\alpha}}, \tilde{v}_{c_{0\beta}}$  llevan a condiciones inestables cuando  $f_g = 0$

### 3.6.2. Modelo de tensión-potencia CCV en coordenadas $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$

El modelo de tensión potencia (3.19) transformado a coordenadas  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$  corresponde a la ecuación (3.33).

$$\begin{bmatrix} v_{c_{1\alpha}}^{\Sigma\Delta} & v_{c_{1\beta}}^{\Sigma\Delta} & v_{c_{0\alpha}} \\ v_{c_{2\alpha}}^{\Sigma\Delta} & v_{c_{2\beta}}^{\Sigma\Delta} & v_{c_{0\beta}} \\ v_{c_{\alpha 0}} & v_{c_{\beta 0}} & v_{c_{00}} \end{bmatrix} = \frac{1}{Cv_c^*} \int \begin{bmatrix} P_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} & P_{1\beta}^{\Sigma\Delta} & P_{0\alpha} \\ P_{2\alpha}^{\Sigma\Delta} & P_{2\beta}^{\Sigma\Delta} & P_{0\beta} \\ P_{\alpha 0} & P_{\beta 0} & P_{00} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3nv_c^* \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

En el que empleando la transformada  $\Sigma\Delta$  en las ecuaciones (3.21)-(3.29) se tiene:

$$P_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} = \frac{1}{6}[(v_{m\alpha}i_{g\alpha} - v_{g\alpha}i_{m\alpha}) + (v_{m\beta}i_{g\beta} - v_{g\beta}i_{m\beta})] + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta} - v_{m\beta}i_{2\beta}^{\Sigma\Delta}) \quad (3.34)$$

$$+ \frac{1}{\sqrt{6}}(-v_{g\alpha}i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta} - v_{g\beta}i_{2\beta}^{\Sigma\Delta}) - v_{Nn}i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta}$$

$$P_{1\beta}^{\Sigma\Delta} = \frac{1}{6}[(v_{m\alpha}i_{g\beta} - v_{g\beta}i_{m\alpha}) + (v_{m\beta}i_{g\alpha} - v_{g\alpha}i_{m\beta})] + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{2\beta}^{\Sigma\Delta} + v_{m\beta}i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta}) \quad (3.35)$$

$$+ \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}i_{2\beta}^{\Sigma\Delta} + v_{g\beta}i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta}) - v_{Nn}i_{1\beta}^{\Sigma\Delta}$$

$$P_{2\alpha}^{\Sigma\Delta} = \frac{1}{6}[(v_{m\beta}i_{g\alpha} - v_{g\alpha}i_{m\beta}) - (v_{m\beta}i_{g\beta} - v_{g\beta}i_{m\beta})] + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} + v_{m\beta}i_{1\beta}^{\Sigma\Delta}) \quad (3.36)$$

$$+ \frac{1}{\sqrt{6}}(-v_{g\alpha}i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} + v_{g\beta}i_{1\beta}^{\Sigma\Delta}) - v_{Nn}i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta}$$

$$P_{2\beta}^{\Sigma\Delta} = \frac{1}{6}[(v_{m\beta}i_{g\beta} - v_{g\beta}i_{m\beta}) + (v_{m\beta}i_{g\alpha} - v_{g\alpha}i_{m\beta})] + \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{m\alpha}i_{1\beta}^{\Sigma\Delta} - v_{m\beta}i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta}) \quad (3.37)$$

$$+ \frac{1}{\sqrt{6}}(v_{g\alpha}i_{1\beta}^{\Sigma\Delta} + v_{g\beta}i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta}) - v_{Nn}i_{2\beta}^{\Sigma\Delta}$$

$$P_{\alpha 0} = \frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{m\alpha}i_{m\alpha} - v_{m\beta}i_{m\beta}) - \frac{1}{\sqrt{3}}[v_{g\alpha}(i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} + i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta}) + v_{g\beta}(i_{1\beta}^{\Sigma\Delta} + i_{2\beta}^{\Sigma\Delta})] \quad (3.38)$$

$$- \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{m\alpha}$$

$$P_{\beta 0} = -\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{m\alpha}i_{m\alpha} + v_{m\beta}i_{m\alpha}) - \frac{1}{\sqrt{3}}[v_{g\alpha}(-i_{1\beta}^{\Sigma\Delta} + i_{2\beta}^{\Sigma\Delta}) + v_{g\beta}(i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} - i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta})] \quad (3.39)$$

$$- \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{m\beta}$$

$$P_{0\alpha} = -\frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{g\alpha}i_{g\alpha} - v_{g\beta}i_{g\beta}) + \frac{1}{\sqrt{3}}[v_{m\alpha}(i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} + i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta}) + v_{m\beta}(-i_{1\beta}^{\Sigma\Delta} + i_{2\beta}^{\Sigma\Delta})] \quad (3.40)$$

$$- \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{g\alpha}$$

$$P_{0\beta} = \frac{1}{3\sqrt{2}}(v_{g\alpha}i_{g\beta} + v_{g\beta}i_{g\alpha}) + \frac{1}{\sqrt{3}}[v_{m\alpha}(i_{1\beta}^{\Sigma\Delta} + i_{2\beta}^{\Sigma\Delta}) + v_{m\beta}(i_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} - i_{2\alpha}^{\Sigma\Delta})] \quad (3.41)$$

$$- \frac{1}{\sqrt{3}}v_{Nn}i_{g\beta}$$

### 3.7. Modelo vectorial Tensión-Potencia CCV

Con el empleo de las ecuaciones en  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$  se propone en [49] un modelo vectorial, de manera directa de las ecuaciones anteriores, expresando las variables eléctricas como los vectores:

Luego, la representación vectorial de las ecuaciones (3.34)-(3.41) se tiene como:



$$\begin{aligned}
\vec{P}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} &= P_{1\alpha}^{\Sigma\Delta} + jP_{1\beta}^{\Sigma\Delta} & \vec{v}_{c_0}^{\alpha\beta} &= v_{c_{\alpha 0}} + jv_{c_{\beta 0}} \\
\vec{P}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} &= P_{2\alpha}^{\Sigma\Delta} + jP_{2\beta}^{\Sigma\Delta} & \vec{v}_{c_{\alpha\beta}}^0 &= v_{c_{0\alpha}} + v_{c_{0\beta}} \\
\vec{P}_0^{\alpha\beta} &= P_{\alpha 0} + jP_{\beta 0} & \vec{v}_{m_{\alpha\beta}} &= v_{m_\alpha} + jv_{m_\beta} \\
\vec{P}_{\alpha\beta}^0 &= P_{0\alpha} + jP_{0\beta} & \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} &= v_{g_\alpha} + jv_{g_\beta} \\
\vec{v}_{c_{1\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta} &= v_{c_{1\alpha}}^{\Sigma\Delta} + jv_{c_{2\alpha}}^{\Sigma\Delta} & \vec{i}_{m_{\alpha\beta}} &= i_{m_\alpha} + ji_{m_\beta} \\
\vec{v}_{c_{2\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta} &= v_{c_{2\alpha}}^{\Sigma\Delta} + v_{c_{2\beta}}^{\Sigma\Delta} & \vec{i}_{g_{\alpha\beta}} &= i_{g_\alpha} + ji_{g_\beta}
\end{aligned}$$

$$\vec{P}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} = \frac{1}{6}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{g_{\alpha\beta}} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}^c) + \frac{1}{\sqrt{6}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}} \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta^c}) - v_{Nn} \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} \quad (3.42)$$

$$\vec{P}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} = \frac{1}{6}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}} \vec{i}_{g_{\alpha\beta}} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}) + \frac{1}{\sqrt{6}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta^c}) - v_{Nn} \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} \quad (3.43)$$

$$\vec{P}_0^{\alpha\beta} = \frac{1}{3\sqrt{2}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}^c) - \frac{1}{\sqrt{3}}(\vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta^c} + \vec{v}_{g_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} + v_{Nn} \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}) \quad (3.44)$$

$$\vec{P}_{\alpha\beta}^0 = \frac{-1}{3\sqrt{2}}(\vec{v}_{g_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{g_{\alpha\beta}}^c) + \frac{1}{\sqrt{3}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}} \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} + \vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - v_{Nn} \vec{i}_{g_{\alpha\beta}}) \quad (3.45)$$

Por lo tanto, la dinámica de los condensadores en forma vectorial queda:

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{1\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta}}{dt} \approx \frac{1}{6}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{g_{\alpha\beta}} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}^c) + \frac{1}{\sqrt{6}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}} \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta^c}) - \vec{v}_{Nn} \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} \quad (3.46)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{2\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta}}{dt} \approx \frac{1}{6}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}} \vec{i}_{g_{\alpha\beta}} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}) + \frac{1}{\sqrt{6}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - \vec{v}_{g_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta^c}) - \vec{v}_{Nn} \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} \quad (3.47)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_0}^{\alpha\beta}}{dt} \approx \frac{1}{3\sqrt{2}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}^c) - \frac{1}{\sqrt{3}}(\vec{v}_{g_{\alpha\beta}} \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta^c} + v_{c_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - v_{Nn} \vec{i}_{m_{\alpha\beta}}) \quad (3.48)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{\alpha\beta}}^0}{dt} \approx -\frac{1}{3\sqrt{2}}(\vec{v}_{g_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{g_{\alpha\beta}}^c) + \frac{1}{\sqrt{3}}(\vec{v}_{m_{\alpha\beta}} \vec{i}_{1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} + v_{c_{\alpha\beta}}^c \vec{i}_{2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} - v_{Nn} \vec{i}_{g_{\alpha\beta}}) \quad (3.49)$$

Estas ecuaciones representan el modelo tensión-potencia CCV vectorial en coordenadas  $\alpha\beta 0 - \Sigma\Delta$ . Estas mantienen las mismas clasificaciones de componentes oscilatorios (controlables, semicontrolables y controlables). Sin embargo presenta una estructura más reducida.

En este caso, las componentes que llevan a condiciones inestables o indefinidas son:

- Las componentes no controlables de  $\vec{v}_{c_{1\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta}$  llevan a condiciones inestables cuando  $f_g = f_m$ . La mitigación de estas oscilaciones puede ser controlada con tensión de modo común [49] o componentes semicontrolables.
- Las componentes no controlables de  $\vec{v}_{c_{2\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta}$  llevan condiciones inestables cuando  $f_g = -f_m$ . Es posible la mitigación con la misma estrategia anterior.
- Las componentes no controlables de  $\vec{v}_{c_0}^{\alpha\beta}$  llevan condiciones indefinidas cuando  $f_m = 0$ , las que pueden ser mitigadas con las componentes semicontrolables.

- Las componentes no controlables de  $\vec{v}_{c_{\alpha\beta}}^0$  llevan condiciones indefinidas cuando  $f_g = 0$ , las que pueden ser mitigadas con las componentes semicontrolables.

El modelo vectorial permite establecer un control vectorial orientado, transformando las componentes  $\alpha\beta$  en ejes  $dq$  adecuados, usando controles clásicos de lazo cerrado (P o PI) y lograr una regulación adecuada para un amplio rango de frecuencias. Además permite tener una sola componente de frecuencia en cada componente no controlable, desacoplando condiciones críticas.

# Capítulo 4

## Metodología

Para lograr los objetivos planteados, se plantea la siguiente metodología.

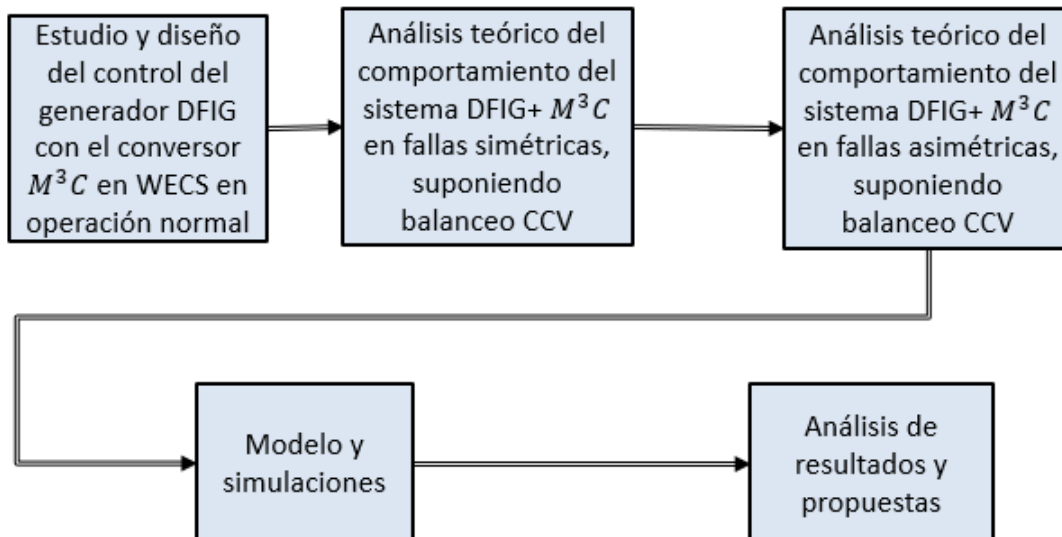


Figura 4.1: Esquema de la metodología.

Se detalla de manera general cada uno de los pasos metodológicos.

### 4.1. Diseño y control del generador con convertor

Se realiza un estudio de las ecuaciones y comportamiento del generador de inducción doblemente alimentado con el empleo del convertor  $M^3C$ . Para esto se ejecuta:

- **Estudio y diseño del control del convertor  $M^3C$  aislado:** Se estudia, se diseña e implementa simultáneamente en simulaciones, el control del convertor de manera aislada, incorporando en los puertos de entrada fuentes de tensiones de distintas amplitud y frecuencia. Se implementa el control en dos etapas: Control considerando los

clústers del convertidor como fuentes controladas, de tal manera que se obvia el control de balanceo de capacitores y las corrientes circulantes se fijan en cero, y en segunda etapa, el control considerando los clústers con un modelo de celdas de puente H, para implementar el balanceo de los condensadores. El control de este convertidor se basa en el trabajo de [49], debido a como se mencionó, el control de los puertos de entrada y salida se mantienen independientes del control interno de balanceo.

- **Estudio y diseño del control del DFIG con  $M^3C$  en generación eólica:** En este, se establece el diseño e implementación vía simulación para verificación, el control del sistema de generación eólica con DFIG mediante el convertidor  $M^3C$ , para lo cual se diseña un control que permita la operación normal en generación eólica, tales como el cumplimiento de MPPT, control de potencia reactiva y operación en velocidad variable.

El esquema empleado consiste en una adaptación del control vectorial tradicional [48] [51][71].

- El puerto del rotor orientado en el flujo de estator y controla la potencia activa y la velocidad de la máquina para seguimiento MPPT, además de controlar la potencia reactiva en estator.
- El puerto del lado de la red se diseña para el control adicional de potencia reactiva y balancear la tensión media de los condensadores  $v_{c00}$  en un símil al convertidor tradicional BTB.
- El control de balanceo se realiza de manera independiente, debido a que el empleo de la transformada  $\alpha\beta 0^2$  permite que los puertos sean independientes del control de balanceo, por que se adopta la estrategia de control vectorial de [49], y se emplea un modelo de las celdas de puente H.

## 4.2. Análisis del comportamiento DFIG+ $M^3C$ en fallas trifásicas sin balanceo

Para el estudio y análisis del comportamiento del sistema de generación eólica basada en DFIG empleando el convertidor  $M^3C$  en caso de fallas simétricas (trifásicas), se estudia en primer lugar el comportamiento de la máquina bajo este tipo de fallas y sus efectos en sobretensiones y sobrecorrientes, esto permite determinar dimensiones del convertidor, dimensionamiento y estrategias de protección y beneficios de los convertidores de media tensión, así como límites en las tensiones que debe proveer el convertidor en caso de fallas, límites de controlabilidad, beneficios de su empleo. Se considera acá el convertidor como una caja negra.

Luego, el análisis se centra de manera teórica, considerando en este punto, que los clústers del convertidor se encuentran ya balanceados, por lo que se trabajan en las ecuaciones como fuentes controladas, con ello se determina el comportamiento del convertidor en caso de fallas y los efectos en corrientes circulantes, en los puertos y capacidades.

### 4.3. Análisis del comportamiento DFIG+ $M^3C$ en fallas asimétricas sin balanceo

Las fallas asimétricas si bien son de menor gravedad que las fallas trifásicas, son las recurrentes, así como más complejas matemáticamente de analizar, es por esto que es relevante el estudio del comportamiento del  $M^3C$  en los DFIG con fallas asimétricas, de las que se estudian las fallas bifásicas y monofásicas.

Al igual que en el punto anterior, se estudia el comportamiento del DFIG bajo fallas asimétricas, y se estudia los efectos de estas en el rotor, para tener el comportamiento deseado que debe tener el convertidor, límites, protecciones entre otras cosas.

Se estudia a su vez, el comportamiento del  $M^3C$  considerando que ya se cumple el balanceo, por lo que los clústers se consideran como fuentes controladas de tensión. Se determinan los límites de controlabilidad, beneficios y distribución de variables eléctricas en el  $M^3C$  para determinar si su empleo trae beneficios.

### 4.4. Modelo y simulaciones

Los análisis teóricos realizados anteriormente deben ser validados empleando simulaciones, para esto se selecciona un caso de estudio, correspondiente a un sistema DFIG con el convertidor  $M^3C$ , los modelos de las máquinas y los controles diseñados para este sistema. En la figura (4.2) se muestra el esquema empleado para el diseño e implementación de la simulación.

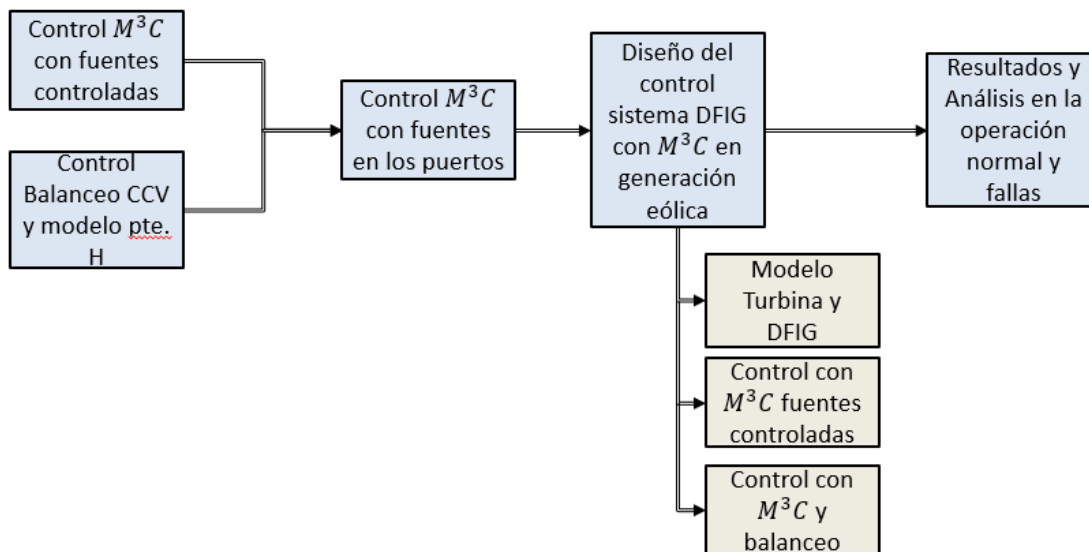


Figura 4.2: Esquema de la metodología para simulación.

- **Control  $M^3C$ :** Se implementa el diseño del control del  $M^3C$  tanto a nivel de clúster (como fuentes controladas) y su posterior balanceo, empleando fuentes en los puertos de entrada y de salida.

- **Diseño y simulación del sistema de control DFIG+ $M^3C$ :** Se implementa en simulación el control diseñado en las etapas anteriores, para ello se diseña el modelo de la turbina eólica, los controles de seguimiento MPPT, potencia reactiva, entre otros.
- **Resultados de la operación normal y en fallas:** se trabajan las simulaciones para validar la teoría del comportamiento en fallas y operación normal.

## 4.5. Análisis de resultados y propuestas

Establecido es estudio y la teoría del comportamiento del DFIG con  $M^3C$  en generación eólica, y establecido el modelo y sus resultados, se analiza el comportamiento, la dinámica del sistema, beneficios del convertidor, límites de controlabilidad en los que puede operar en caso de fallas y con ello mantener controlada las corrientes y entregar reactivos requeridos por la regulación LVRT.

Se establece el comportamiento del convertidor  $M^3C$  para la generación eólica basada en DFIG de manera adecuada, en términos de buena dinámica, operación a velocidad variable, MPPT, control de potencia reactiva, entre otros aspectos.

Se realizan algunas propuestas para la solución de control y dimensionamiento del  $M^3C$  en la operación con el DFIG en caso de fallas simétricas y asimétricas, en particular sobre el balanceo de condensadores como puede ser emplear las eventuales sobretensiones en los condensadores para distribuirlos en las corrientes circulantes, sistemas de frenados disipativos o regenerativos, entre otras, según los análisis.

# Capítulo 5

## Control del $M^3C$

El control del  $M^3$  debe balancear las tensiones de los capacitores, como fue discutido en el capítulo 3, y permitir el control desacoplado de los puertos de la red y de la máquina de manera que cumpla con los requerimientos para la operación de generación eólica basada en DFIG:

- Accionamiento de la máquina DFIG para operación a velocidad variable y MPPT, calidad de potencia
- Cumplimiento de regulaciones de redes (servicios complementarios), como LVRT inyectando potencia reactiva durante la falla. Adicionalmente el cumplimiento de normativas de frecuencia, tema que no es abordado en la presente memoria.
- Requerimientos de operación en MT para generación eólica Multi-MW.

El modelo analizado del  $M^3C$  en coordenadas  $\alpha\beta0^2$  permite la regulación independiente de los puertos de la red, de la máquina y el balanceo interno. De esta forma un esquema de control de lazos anidados es implementado, que se esquematiza en la figura (5.1).

- **Balanceo CCV:** Se realiza el control del balanceo CCV mediante las ecuaciones vectoriales empleando lazos de control con PI, que entregan la referencia de corrientes circulantes.
- **Balanceo de la componente media CCV:** Regula la tensión media de los condensadores, relacionada con el balanceo de potencia entrante y saliente del  $M^3C$ . Se realiza con la corriente de potencia activa del puerto de la red, de manera análoga al balanceo del enlace DC de un *Back-to-Back* (figura (5.2)).
- **Control del lado del generador:** Regula mediante control vectorial el accionamiento de la máquina para generación normal (MPPT) y frente a fallas en la red (LVRT) (figura (5.2)).
- **Control del lado de la red:** Controla la potencia activa y reactiva del puerto del convertidor conectado a la red y apoya el soporte LVRT frente a fallas (figura (5.2)).
- **Balanceo de celda:** O control de celda de clúster. distribuye las tensiones de referencia de cada clúster entre las celdas de éste.

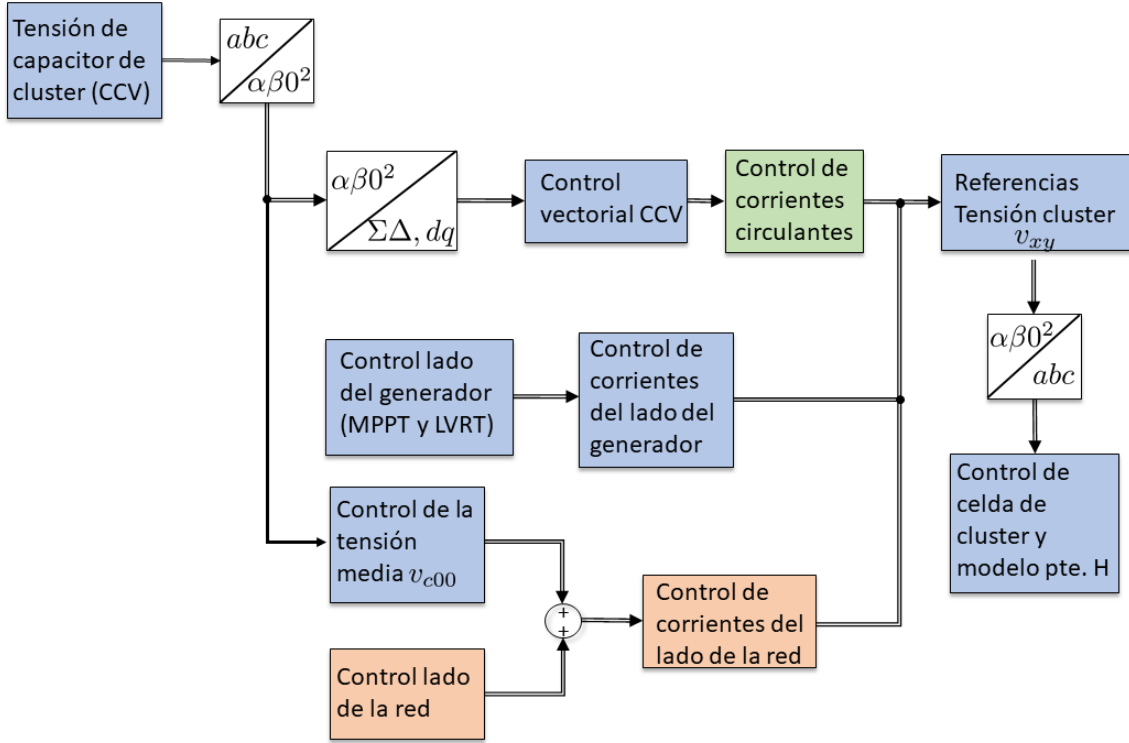


Figura 5.1: Esquema de control anidado para el sistema de generación eólica basada en DFIG empleando  $M^3C$ .

## 5.1. Control vectorial de balanceo CCV

Para lograr una adecuada operación del  $M^3C$ , las tensiones de los CCV deben ser regulados a un mismo nivel, esto es las tensiones de (3.46)-(3.49) tiendan a:

$$\vec{v}_{c1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} = \vec{v}_{c2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} = \vec{v}_{c0}^{\alpha\beta} = \vec{v}_{c\alpha\beta}^0 = 0 \quad (5.1)$$

$$v_{c00} = 3nv_c^* \quad (5.2)$$

El uso de PI en el control vectorial asegura cero error en estado estacionario en las componentes medias, una operación en un amplio rango de frecuencias (por la orientación del control) y buena dinámica frente a un rango de perturbaciones. Adicionalmente la regulación de lazo cerrado presenta buena dinámica en estrategias de control anidado.

La operación del DFIG en generación eólica no considerará la estrategia de mitigación frente a operaciones de igual frecuencia en los puertos, de acuerdo a lo discutido en la sección (3.5). Adicionalmente los controles del  $M^3C$  no emplearán inyección de tensión de modo común.



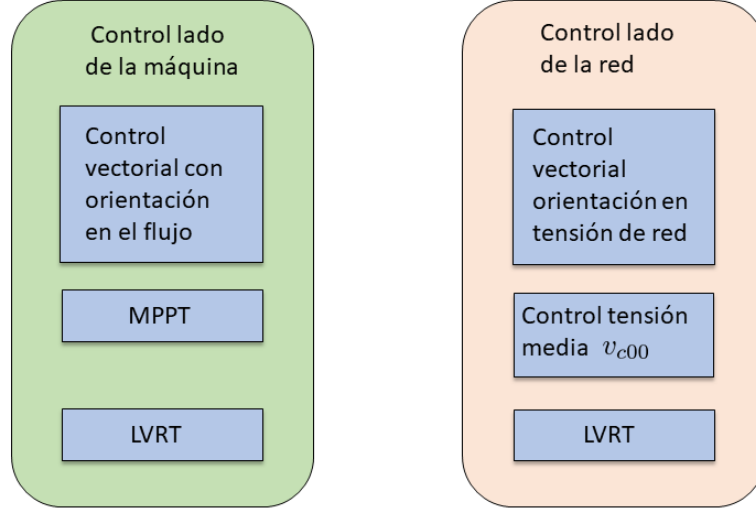


Figura 5.2: Objetivos y estrategia de control para el sistema de generación eólica basada en DFIG empleando  $M^3C$ .

### 5.1.1. Balanceo de componentes intra de CCV

Las componentes cercanas a dc de las tensiones  $\vec{v}_{c1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta}, \vec{v}_{c2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta}$  son reguladas usando corrientes circulantes en fase con las tensiones del generador, debido a que de acuerdo con las componentes semicontrolables de las potencias  $P_{\alpha\alpha}, P_{\alpha\beta}, P_{\beta\alpha}$  y  $P_{\beta\beta}$  que se muestran en la tabla (3.1), presentan las corrientes circulantes acompañadas de tensiones de la red y de la máquina, al escoger la inyección en fase con la máquina se eliminan por filtrado del condensador las otras componentes debido a su alta frecuencia.

La transformación de los vectores en  $\alpha\beta$  a  $dq$  se hace como:

$$\vec{x}_{\alpha\beta}^{\Sigma\Delta} = \vec{x}_{dq}^{\Sigma\Delta} e^{j\theta} \quad (5.3)$$

Con  $\theta$  el ángulo del vector. de esta forma, las ecuaciones vectoriales (3.46) y (3.47) se escriben como:

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c1\alpha\beta}^{\Sigma\Delta}}{dt} \approx \frac{1}{6}(\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{g_{dq}} - \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{m_{dq}}) e^{j(\theta_g - \theta_m)} + \frac{1}{\sqrt{6}}(\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} - \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} e^{-j(\theta_g - \theta_m)}) - \vec{v}_{Nn} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} e^{j\theta_m} \quad (5.4)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c2\alpha\beta}^{\Sigma\Delta}}{dt} \approx \frac{1}{6}(\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{g_{dq}} - \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{m_{dq}}) e^{j(\theta_g + \theta_m)} + \frac{1}{\sqrt{6}}(\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} - \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} e^{-j(\theta_g + \theta_m)}) - \vec{v}_{Nn} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} e^{-j\theta_m} \quad (5.5)$$

En dónde:

$$\vec{i}_{1\alpha\beta_1}^{\Sigma\Delta^*} = \vec{i}_{1dq_1}^{\Sigma\Delta^*} e^{j\theta_m} \quad (5.6)$$

$$\vec{i}_{2\alpha\beta_1}^{\Sigma\Delta^*} = \vec{i}_{2dq_1}^{\Sigma\Delta^*} e^{-j\theta_m} \quad (5.7)$$

El último subíndice (1) corresponde a que esta es la referencia de corriente para el balanceo intra.

Considerando que los términos  $\vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} e^{-j(\theta_g - \theta_m)}$  y  $\vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} e^{-j(\theta_g + \theta_m)}$  tienen componentes de frecuencia que son filtrados por el capacitor, pueden ser despreciados.

Luego, la planta a controlar se convierte en:

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{1\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta^{dc}}}{dt} \approx \frac{1}{\sqrt{6}} \vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{2dq_1}^{\Sigma\Delta} \quad (5.8)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{2\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta^{dc}}}{dt} \approx \frac{1}{\sqrt{6}} \vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{1dq_1}^{\Sigma\Delta} \quad (5.9)$$

Las componentes no controladas se mantienen en un rango acotado, por lo tanto no se considera en el control, y siguen la dinámica:

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{1\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta^{ac}}}{dt} \approx \frac{1}{6} (\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{g_{dq}} - \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{m_{dq}}) e^{j(\theta_g - \theta_m)} \quad (5.10)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c_{2\alpha\beta}}^{\Sigma\Delta^{ac}}}{dt} \approx \frac{1}{6} (\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{g_{dq}} - \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{m_{dq}}) e^{j(\theta_g + \theta_m)} \quad (5.11)$$

De esta manera, se debe poder separar la componente DC de la componente oscilatoria para efectuar el control. Las estrategias empleadas pueden ser usar un filtro pasa-bajos, que tiene algunos problemas cuando las señales son de baja frecuencia, si es que no es considerado en el diseño del control, lo que puede empeorar el margen de fase y llevar a inestabilidad en operación de baja frecuencia. Una opción más precisa es la implementación de un filtro notch sincrónico [49] que elimine la componente de frecuencia respectiva ( $\omega_g - \omega_m$  y  $\omega_g + \omega_m$ ), y es la estrategia usada en la presente memoria.

Si bien la planta tiene integradores, tiene perturbaciones y términos feed-forward que deben ser tomado en cuenta, además de requerirse una dinámica lenta debido a que corresponde al lazo externo, junto con la presencia del filtro. Por ello se selecciona un PI, dónde además, debido a las variaciones en las tensiones de la red y de la máquina, los controladores son implementados con *gain scheduling* y sus respectivos *Anti Winding-up*.

Las tensiones de los condensadores son transformadas a  $\alpha\beta 0^2$  y luego a  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$ , luego se separa la componente DC a regular por un filtro notch sincrónico y se controla con lazos PI.

El control entrega las referencias de corrientes circulantes  $\vec{i}_{1dq1}^{\Sigma\Delta*}$  y  $\vec{i}_{2dq1}^{\Sigma\Delta*}$ , las que son transformadas a los ejes  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$  y después transformadas a  $\alpha\beta 0^2$  y sumadas con las referencias de corriente del balanceo intra, para luego ser enviada al control interno de corrientes circulantes. Este esquema se muestra en la figura (5.3).

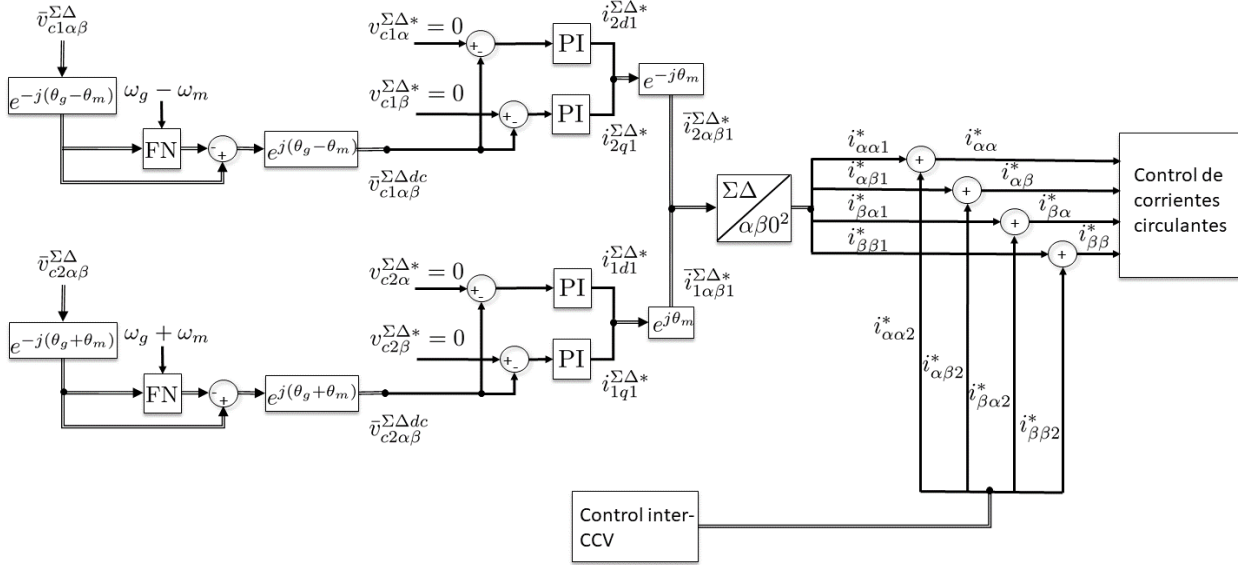


Figura 5.3: Control Vectorial CCV de las componentes de balanceo intra y referencias de corrientes circulantes. FN: filtro notch.

### 5.1.2. Balanceo de componentes inter de CCV

Las componentes  $\vec{v}_{c0}^{\alpha\beta}, \vec{v}_{c\alpha\beta}^0$  son reguladas a cero con corrientes circulantes en fase con la tensión de la red y de la máquina respectivamente, por que las corrientes circulantes de las componentes semicontrolables de  $P_{\alpha 0}, P_{\beta 0}, P_{0\alpha}$  y  $P_{0\beta}$  las acompañan esas respectivas tensiones, como se muestra en la tabla (3.1).

De esta manera, las referencias de corrientes impuestas como:

$$\vec{i}_{1\alpha\beta 2}^{\Sigma\Delta*} = \vec{i}_{1dq 2}^{\Sigma\Delta*} e^{j\theta_g} \quad (5.12)$$

$$\vec{i}_{2\alpha\beta 2}^{\Sigma\Delta*} = \vec{i}_{2dq 2}^{\Sigma\Delta*} e^{j\theta_m} \quad (5.13)$$

Describen la dinámica de los CCV como:

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c0}^{\alpha\beta}}{dt} \approx \frac{1}{3\sqrt{2}} \vec{v}_{mdq} \vec{i}_{mdq} e^{-j2\theta_m} - \frac{1}{\sqrt{3}} (\vec{v}_{gdq} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} + \vec{v}_{gdq} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} e^{j(-\theta_g + \theta_m)}) \quad (5.14)$$

$$Cv_c^* \frac{d\vec{v}_{c\alpha\beta}^0}{dt} \approx -\frac{1}{3\sqrt{2}} \vec{v}_{gdq} \vec{i}_{gdq} e^{-j2\theta_g} + \frac{1}{\sqrt{3}} (\vec{v}_{mdq} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} e^{j(\theta_g + \theta_m)} + \vec{v}_{mdq} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta}) \quad (5.15)$$

Debido a que no se tiene una condición de frecuencia crítica, las componentes no controlables se mantienen acotadas, de manera que no se consideran en el control. De igual manera, los términos  $\vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} e^{j(-\theta_g + \theta_m)}$  y  $\vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} e^{j(\theta_g + \theta_m)}$  tienen componentes de frecuencia que son filtrados por los condensadores.

Así, la planta se transforma en:

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} \vec{v}_{c_0}^{\alpha\beta dc} \approx -\frac{1}{\sqrt{3}} \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{1dq}^{\Sigma\Delta} \quad (5.16)$$

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} \vec{v}_{c_{\alpha\beta}}^{0dc} \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{2dq}^{\Sigma\Delta} \quad (5.17)$$

Las componentes oscilatorias debida los términos no controlables tienen la dinámica:

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} \vec{v}_{c_0}^{\alpha\beta ac} \approx \frac{1}{3\sqrt{2}} \vec{v}_{m_{dq}} \vec{i}_{m_{dq}} e^{-j2\theta_m} \quad (5.18)$$

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} \vec{v}_{c_{\alpha\beta}}^{0ac} \approx -\frac{1}{3\sqrt{2}} \vec{v}_{g_{dq}} \vec{i}_{g_{dq}} e^{-j2\theta_g} \quad (5.19)$$

La estrategia de control es la misma que la descrita para los términos intra, salvo que las tensiones inter no se transforman en  $\Sigma\Delta$ . Se muestra el esquema en la figura (5.4).

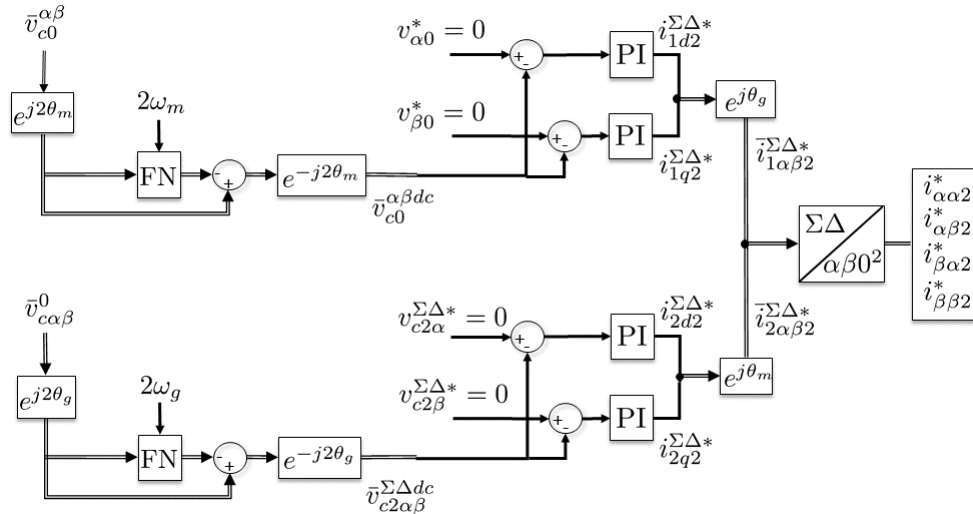


Figura 5.4: Control Vectorial CCV de las componentes de balanceo inter y referencias de corrientes circulantes. FN: filtro notch.

## 5.2. Control de corrientes circulantes

El control de balanceo CCV entrega referencias de corrientes circulantes  $i_{\alpha\alpha}^*$ ,  $i_{\alpha\beta}^*$ ,  $i_{\beta\alpha}^*$  y  $i_{\beta\beta}^*$  que deben ser seguidas por las corrientes circulantes.

Este control entrega las tensiones  $v_{\alpha\alpha}^*$ ,  $v_{\alpha\beta}^*$ ,  $v_{\beta\alpha}^*$  y  $v_{\beta\beta}^*$  que componen parte de las tensiones a sintetizar por los clústers en sus correspondiente coordenadas físicas.

El esquema de control recibe las corrientes circulantes obtenidas de la transformación  $\alpha\beta^2$  de las corrientes de clúster, luego es controlado por PI sintonizados con la planta del modelo de tensión-corriente (3.9), entregando las tensiones respectivas. El control debe tener una frecuencia natural de al menos 10 o 20 veces la frecuencia natural de los controles de balanceo CCV, debido a que el lazo de corriente circulante es el interno en esquema anidado.

Debido a que la planta es integrativa, adicionalmente considerando que las corrientes circulantes tienen combinaciones de frecuencias, hace difícil una estrategia de control orientada (vectorial), por lo que un controlador P directo en ejes  $\alpha\beta^2$  consigue buenos resultados. Este esquema de control se muestra en la figura (5.5)

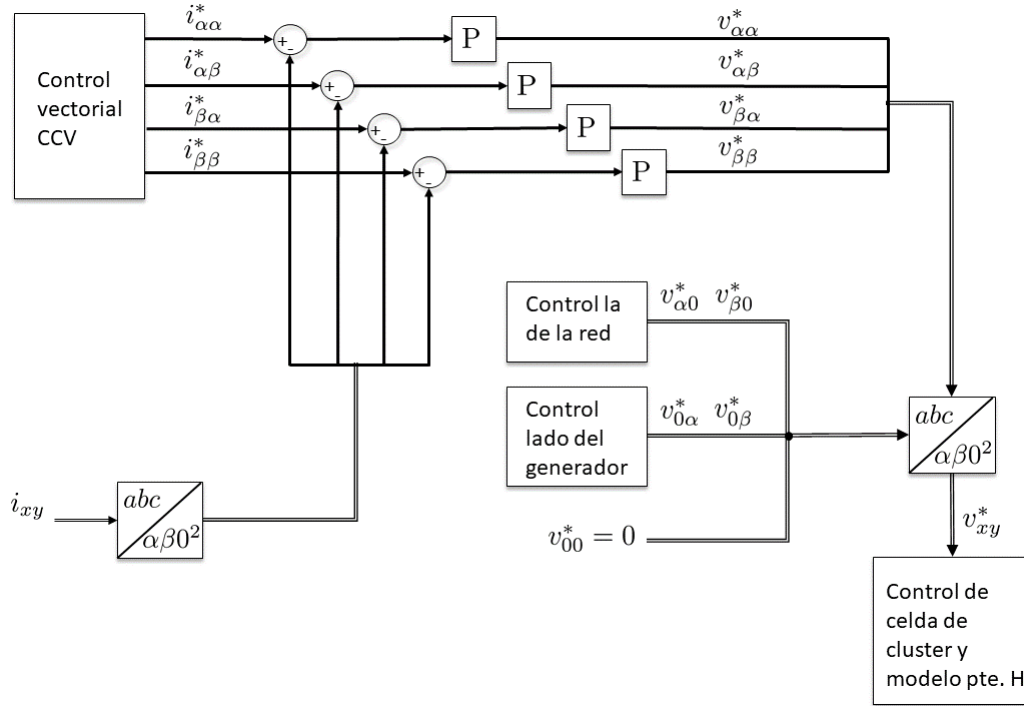


Figura 5.5: Esquema de control de corrientes circulantes.

### 5.3. Control de balanceo medio $v_{c00}$

La componente  $v_{c00}$  se relaciona con el flujo de potencia neto del convertor.

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} v_{c00} \approx \frac{1}{3}(v_{m\alpha} i_{m\alpha} + v_{m\beta} i_{m\beta}) - \frac{1}{3}(v_{g\alpha} i_{g\alpha} + v_{g\beta} i_{g\beta}) \quad (5.20)$$

La estrategia de control empleada considera un análogo al balanceo de la tensión del DC link de un convertor *Back-to-Back*, de manera de balancear con la red. De esta forma, considerando como término de compensación la potencia de la máquina, se tiene:

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} v_{c00} \approx -\frac{1}{3}(v_{g\alpha} i_{g\alpha} + v_{g\beta} i_{g\beta}) \quad (5.21)$$

La red se controla de forma vectorial orientado en la secuencia positiva de la tensión de la red. De esta manera:

$$Cv_c^* \frac{d}{dt} v_{c00} \approx -\frac{1}{3} v_{gd} i_{gd} \quad (5.22)$$

Y la planta para el diseño de este balanceo es:

$$i_{gd}^* = \frac{3Cv_c^*}{v_{gd}} \frac{dv_{c00}}{dt} \quad (5.23)$$

El control es diseñado con una frecuencia natural ligeramente superior al balanceo CCV para que desacople rápidamente el control de los balanceos intra e inter.

Se debe considerar que debido a las perturbaciones de la red, el control es implementado con *gain schedulling*.

## 5.4. Control de balanceo de celda y modelo de celda puente H

Las tensiones  $v_{\alpha\alpha}^*$ ,  $v_{\alpha\beta}^*$ ,  $v_{\beta\alpha}^*$ ,  $v_{\beta\beta}^*$ ,  $v_{\alpha 0}^*$ ,  $v_{\beta 0}^*$ ,  $v_{0\alpha}^*$  y  $v_{0\beta}^*$  generados por el control de las corrientes circulantes, el lado de la máquina y el lado de la red son transformadas a sus coordenadas naturales mediante  $\alpha\beta 0^2$  y se obtiene las tensiones que cada cluster debe sintetizar:  $v_{ar}^*$ ,  $v_{as}^*$ ,  $v_{at}^*$ ,  $v_{br}^*$ ,  $v_{bs}^*$ ,  $v_{bt}^*$ ,  $v_{cr}^*$ ,  $v_{cs}^*$  y  $v_{ct}^*$ .

Cada celda de un cluster debe ser regulada para que los condensadores tengan igual tensión. Para ello la estrategia de control implementada se basa en [97]. Se toma la suma de la tensión de los condensadores dividida por el número de celdas. Esta es comparada con la tensión del condensador de esa celda para luego multiplicarla por la corriente de cluster de manera de tener la potencia a regular mediante un controlador P que se sintoniza con la ecuación (3.15).

Esto entrega una tensión incremental que es añadida a la tensión de referencia dividida por el número de clústers para dar la tensión que debe sintetizar cada celda. El control de celda es mostrado en la figura (5.6).

### 5.4.1. Modelo de celda puente H

Para la simulación, se evita el empleo de celdas de puente H y se reemplaza por un modelo dinámico que permite representar la evolución de los condensadores y la tensión a sintetizar en cada clúster.

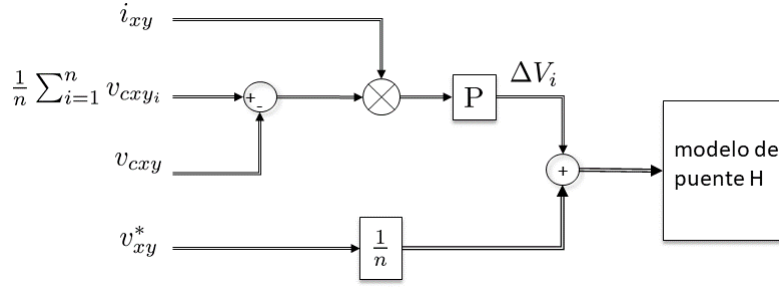


Figura 5.6: Esquema de control de celda de un clúster.

El modelo se basa en el balance de potencia entre el puerto de salida del puente H y el lado del condensador.

Es decir:

$$C v_{cxy_i} \frac{d}{dt} v_{cxy_i} = v_{xy_i} i_{xy} \quad (5.24)$$

En el que  $v_{cxy_i}$  es la tensión del capacitor de la celda  $i$ -ésima del cluster  $xy$ ,  $v_{xy_i}$  la tensión de salida de la celda y  $i_{xy}$  la corriente del cluster.

Luego, empleando el índice de modulación  $m = \frac{v_{xy_i}}{v_{cxy_i}}$ , se tiene:

$$v_{cxy_i} = \int \frac{m i_{xy}}{C} dt \quad (5.25)$$

El diagrama se muestra en la figura (5.7)

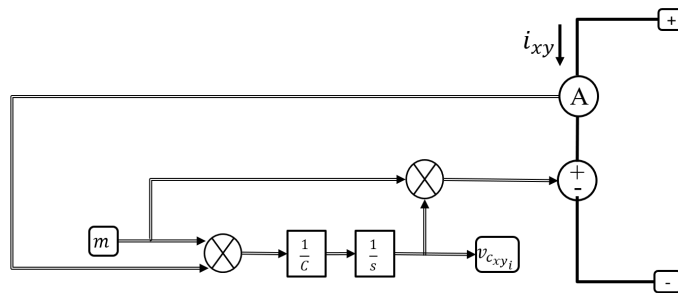


Figura 5.7: Esquema del modelo simplificado dinámico del puente H.

## Capítulo 6

# Operación y control del DFIG mediante $M^3C$ bajo fallas trifásicas

La principal dificultad en el empleo de DFIGs es su sensibilidad frente a fallas, debido a que el estator se encuentra conectado directamente a la red, las caídas de tensión produce sobretensiones en el rotor. Si no son reguladas por el convertor, provocan sobrecorrientes que pueden ser peligrosas y dificultar o imposibilitar la capacidad de respaldo LVRT.

Debido al creciente aumento en la capacidad instalada de generación eólica, la desconexión de éstas frente a fallas significa una pérdida importante de potencia que compromete la estabilidad del sistema. De este modo, los generadores deben mantenerse conectados y aportar al restablecimiento mediante inyección de potencia reactiva.

Las soluciones tradicionalmente empleadas para el manejo de estas fallas consistía en cortocircuitar el rotor, sin embargo se pierde el control de la máquina durante la falla, no efectúa LVRT y contribuye más aún a la caída de tensión producto del consumo de reactivos de la máquina (operando como máquina de inducción).

Otra solución es limitar las corrientes de falla por la adición de elementos disipativos en el rotor, llamados "crowbars", pero se pierde control de la máquina en los primeros instantes de la falla.

El control total durante la falla puede resolverse con un sobredimensionamiento del convertor o el uso de convertidores de media tensión que conserven el dimensionamiento. Es por esto que se postula que el convertor  $M^3C$  puede tener este beneficio en la operación.

De las totalidad de fallas producidas en los sistemas eléctricos de potencia, un 92% corresponden a fallas en caídas de tensión, de las cuales cerca del 88% son asimétricas.

Se analiza de manera teórica el comportamiento del DFIG durante una falla trifásica, en particular el comportamiento del rotor para entender los requisitos del convertor frente a una falla. Luego se determina el comportamiento del convertor frente a la falla y los límites de controlabilidad de este convertor y la estrategia de control para el esquema DFIG con  $M^3C$  para la falla trifásica a ser empleado en las simulaciones que validen este análisis.



## 6.1. Comportamiento dinámico del DFIG bajo caídas de tensión simétricas

Para este análisis, discutido en [88], se emplean las ecuaciones de la máquina en ejes  $\alpha\beta$  estacionarios de estator no presentan problemas de orientación y refleja de manera precisa la dinámica de la máquina. La transformación a cualquier eje es sencilla y ya fue descrito en la sección (2.5).

De las ecuaciones de la máquina en estos ejes ((2.28)-(2.29)), expresando en variables independientes y reordenando, se tiene:

$$\bar{v}_{r\alpha\beta}^s = \underbrace{\frac{L_0}{L_s} \left( \frac{d}{dt} - j\omega_r \right) \bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s}_{\text{Debido a flujo de estator}=\bar{v}_{r0}^s} + \underbrace{\left( R_r + \sigma L_r \left( \frac{d}{dt} - j\omega_r \right) \right) \bar{i}_{r\alpha\beta}^s}_{\text{Debido al convertor}} \quad (6.1)$$

$$\bar{v}_{s\alpha\beta}^s = \underbrace{\left( \frac{d}{dt} + \frac{R_s}{L_s} \right) \bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s}_{\text{Debido a flujo de estator}} - \underbrace{R_s \frac{L_0}{L_s} \bar{i}_{r\alpha\beta}^s}_{\text{Debido al convertor}} \quad (6.2)$$

La tensión del rotor se debe a dos componentes: la caída por la resistencia y la inductancia transitoria de rotor  $\sigma L_r$  y la tensión debida al flujo de estator, que es la misma tensión producida en el rotor con circuito abierto  $\bar{v}_{r0}^s$  (cuando  $\bar{i}_{r\alpha\beta}^s=0$ ).

$$\bar{v}_{r0}^s = \frac{L_0}{L_s} \left( \frac{d}{dt} - j\omega_r \right) \bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s \quad (6.3)$$

### 6.1.1. Operación normal

En estado estacionario y operación normal, considerando circuito abierto en el rotor, se tiene la tensión de estator como un fasor girando a velocidad sincrónica:

$$\bar{v}_{s\alpha\beta}^s = V_s e^{j\omega_s t} \quad (6.4)$$

Usualmente el DFIG tiene resistencia de estator despreciable, por lo que el flujo de estator corresponde a:

$$\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s = \int (\bar{v}_{s\alpha\beta}^s - R_s \bar{i}_{s\alpha\beta}^s) dt = \bar{\Psi}_{sf} e^{j\omega_e} \approx \frac{V_s}{j\omega_e} e^{j\omega_e} \quad (6.5)$$

Este flujo rotatorio de amplitud constante representa la respuesta forzante de la dinámica del flujo, razón por la que se le denomina flujo forzante.

De esta forma, reemplazando la ecuación (6.5) en la tensión de rotor en circuito abierto (6.3) se obtiene:

$$\bar{v}_{r0}^s = \frac{L_0}{L_s} V_s \cdot e^{j\omega_e t} \cdot sl = \frac{L_0}{L_s} \bar{v}_{s\alpha\beta} \cdot sl \quad (6.6)$$

Refiriendo al rotor (multiplicando por  $e^{-j\omega_r}$ ), se tiene:

$$\bar{v}_{r0}^r = \frac{L_0}{L_s} V_s \cdot e^{j(\omega_e - \omega_r)t} \cdot sl \quad (6.7)$$

Es decir, la tensión en el rotor es proporcional al deslizamiento y gira con velocidad  $(\omega_e - \omega_r)$ . Expresado en magnitud se tiene:

$$|v_{r0}^r| = V_s \frac{L_0}{L_s} |sl| \quad (6.8)$$

Cuando existe corriente de rotor producto del convertidor conectado que regula éstas para el control de la potencia activa y reactiva, la ecuación (6.1) rige dicho comportamiento, expresándose en la operación normal como:

$$\bar{v}_{r\alpha\beta}^s = \underbrace{\frac{L_0}{L_s} \bar{v}_{s\alpha\beta} \cdot sl}_{\bar{v}_{r0}^s} + \left( R_r + \sigma L_r \left( \frac{d}{dt} - j\omega_r \right) \right) \bar{i}_{r\alpha\beta}^s \quad (6.9)$$

En ejes de rotor queda:

$$\bar{v}_{r\alpha\beta}^r = \frac{L_0}{L_s} V_s \cdot e^{j(\omega_e - \omega_r)t} \cdot sl + \left( R_r + \sigma L_r \frac{d}{dt} \right) \bar{i}_{r\alpha\beta}^r \quad (6.10)$$

Usualmente la máquina tiene un valor de inductancia transitoria de rotor muy pequeña  $(\sigma L_r)$ , sumado a que la operación del DFIG es usualmente de bajo deslizamiento y las frecuencias de las corrientes de rotor son bajas  $(\omega_r < 15 \text{ Hz})$ , por lo que en general la tensión del rotor no difiere mucho de  $\bar{v}_{r0}$ .

### 6.1.2. Comportamiento dinámico frente a una caída de tensión

Una caída de tensión en la red ocurrida en un instante  $t_0$ , con una profundidad  $d$  entre 0 a 1 (o 0 a 100 %):

$$\bar{v}_s^s(t < t_0) = V_s e^{j\omega_e t} \quad (6.11)$$

$$\bar{v}_s^s(t \geq t_0) = (1 - d)V_s e^{j\omega_e t} \quad (6.12)$$

#### Circuito abierto en el rotor

Cuando se tiene circuito abierto en el rotor, la dinámica de la evolución del flujo de estator se considera de la ecuación (6.2) haciendo  $\bar{i}_{r\alpha\beta}^s = 0$ , es decir:

$$\frac{d}{dt} \bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s = \bar{v}_{s\alpha\beta}^s - \frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s \quad (6.13)$$

Solucionando la dinámica de (6.13) se tiene que el flujo posee componentes naturales (solución homogénea) y forzadas (solución particular) luego de la falla. Para solucionar dicha ecuación, se encuentra el flujo antes de la falla, considerando que se encuentra la máquina en régimen permanente (sólo componente forzada), y luego se encuentra la solución durante la falla (sus componentes naturales y forzada), a continuación se aplica continuidad del flujo en el instante inicial de la falla, esto lleva a:

$$\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s = \frac{(1 - d)V_s}{j\omega_e + \frac{1}{\tau_s}} e^{j\omega_e t} + \frac{dV_s}{j\omega_e + \frac{1}{\tau_s}} e^{j\omega_e t_0} e^{-t/\tau_s} \quad (6.14)$$

Despreciando el valor de  $1/\tau_s$  debido a su bajo valor, se tiene:

$$\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s = \underbrace{\frac{(1 - d)V_s}{j\omega_e} e^{j\omega_e t}}_{\bar{\psi}_{sf}^s} + \underbrace{\frac{dV_s}{j\omega_e} e^{j\omega_e t_0} e^{-t/\tau_s}}_{\bar{\psi}_{sn}^s} \quad (6.15)$$

Es decir, el flujo durante la falla tiene una componente forzante que gira a velocidad sincrónica y de magnitud constante proporcional a la tensión que tiene la red en la falla, y una componente de flujo natural que se mantiene fijo en los ejes de estator (Componente DC) y decae a la tasa de la constante de tiempo de estator.

Las componentes del flujo generan de igual forma una componente natural y forzada en la tensión del rotor y la corriente de estator  $\bar{v}_{r0} = \bar{v}_{r0}^f + \bar{v}_{r0}^n$ .

Reemplazando el flujo de (6.15) en (6.3) se tiene:

$$\bar{v}_{r0}^{fs} = (1 - d) \cdot V_s \cdot \frac{L_0}{L_s} \cdot sl \cdot e^{j\omega_e t} \quad (6.16)$$

$$\begin{aligned} \bar{v}_{r0}^{ns} &= -\frac{L_0}{L_s} \left( \frac{1}{\tau_s} + j\omega_r \right) \frac{dV_s}{j\omega_e} e^{j\omega_e t_0} e^{-t/\tau_s} \approx -\frac{L_0}{L_s} \cdot \frac{\omega_r}{\omega_e} \cdot dV_s \cdot e^{j\omega_e t_0} e^{-t/\tau_s} \\ &= -\frac{L_0}{L_s} \cdot (1 - sl) \cdot dV_s \cdot e^{j\omega_e t_0} e^{-t/\tau_s} \end{aligned} \quad (6.17)$$

En el que se desprecia el término  $1/\tau_s$ .

Por lo tanto, la tensión de vacío en el rotor, desde el punto de vista del rotor es:

$$\bar{v}_{r0}^r = V_s \cdot \frac{L_0}{L_s} \left( (1 - d) \cdot sl \cdot e^{j(\omega_e - \omega_r)t} - d \cdot (1 - sl) \cdot e^{-j\omega_r t} \cdot e^{j\omega_e t_0} \cdot e^{-t/\tau_s} \right) \quad (6.18)$$

Así la tensión del rotor tiene dos componentes debidas a la tensión de la red en la falla  $(1 - p)V_s$ , gira a la velocidad de deslizamiento  $\omega_{sl} = \omega_e - \omega_r$ . Es pequeña debido a que es proporcional al deslizamiento y a la nueva tensión que es menor (pues es una caída de tensión). La segunda componente se debe al flujo natural, siendo proporcional a la caída de tensión (la profundidad de la falla  $d$ ), gira a velocidad de rotor  $\omega_r$  y decae exponencialmente a la tasa de constante de tiempo del estator. En generadores grandes, esta constante puede alcanzar valores de 1-3 [s] [93].

El módulo de esta sobretensión es:

$$|v_{r0}^r| = V_s \cdot \frac{L_0}{L_s} \sqrt{((1 - d)s)^2 + (d(1 - s))^2 - 2sd(1 - d)(1 - s) \cos(\omega_e(t - t_0))} \quad (6.19)$$

Cuyo valor máximo se alcanza en el instante de la falla ( $t = t_0$ ) si la máquina está en operación hipersincrónica, y en medio periodo de la red si la máquina está en operación subsincrónica ( $t = t_0 + T/2$  con  $T = 2\pi/\omega_e$ ). Su valor máximo es:

$$|v_{r0}^r|_{max} \approx \frac{L_0}{L_s} \cdot V_s (|sl| \cdot (1 - d) + (1 - sl) \cdot d) \quad (6.20)$$

### Convertor conectado en el rotor

Se considera ahora el convertor conectado al rotor, teniendo entonces presencia de corrientes en el rotor. De la ecuación (6.10), se tiene:

$$\bar{v}_r^r = \bar{v}_{r0}^r + R_r \bar{i}_{r\alpha\beta}^r + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{r\alpha\beta}^r}{dt} \quad (6.21)$$

Es decir, desde el punto de vista del rotor, la máquina se comporta como una fuente de tensión en serie con la inductancia transitoria y con la resistencia de rotor. La tensión de esta fuente ( $\bar{v}_{r0}^r$ ) es debida al flujo de estator, y durante la falla, a las sobretensiones debidas al flujo natural.

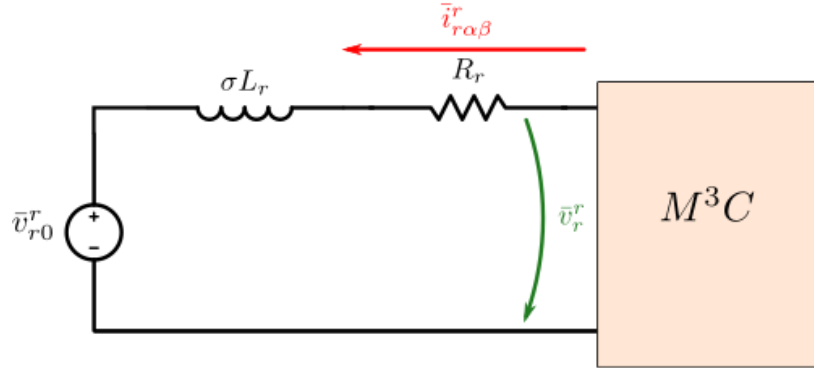


Figura 6.1: Modelo vectorial de la máquina desde el punto de vista de ejes  $\alpha\beta$  de rotor.

Otro aspecto importante a considerar es el efecto de las corrientes de rotor en el flujo natural de estator, el que está dado por la ecuación (6.2), considerando que el flujo natural es la solución homogénea, cuando la tensión de estator es nula:

$$\frac{d\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^{sn}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_{s\alpha\beta}^{sn} + \frac{L_0}{L_s} R_s \bar{i}_{r\alpha\beta}^s \quad (6.22)$$

Es decir, la evolución del flujo natural se ve modificado por la inyección de corrientes en el rotor. Se muestra que dependiendo del desfase entre el flujo y la corriente, el primero puede ser amortiguado o acelerado [93].

El transitorio del flujo permanece mayor tiempo en el caso en que no existe corrientes en el rotor, por lo que la sobretensión en el rotor es más elevada y nociva en términos de control. El empleo del principio de inyección de corrientes para disminuir este flujo se emplea en la estrategia de control LVRT conocida como inyección de corrientes desmagnetizantes, que pueden eventualmente eliminar el flujo natural, sin embargo a costo de mayor inyección de corrientes en falla.

## 6.2. Comportamiento general de la operación del DFIG con el convertidor $M^3C$ bajo fallas simétricas

Como se discutió anteriormente, las fallas simétricas en la red generan sobretensiones transitorias en el rotor, las que deben poder ser manejadas por el convertidor para garantizar

la controlabilidad de las corrientes y con ello, garantizar los requerimientos de LVRT. De lo contrario, se deben agregar elementos de protección como *crowbars* o sobredimensionar el convertidor.

El principal beneficio del convertidor  $M^3C$  es que cada clúster opera entregando la suma de las tensiones del lado de la red y del lado de la máquina, por lo que frente a fallas trifásicas puede respaldar durante el corto tiempo que dura la falla, manteniendo controlada las corrientes del rotor.

Se debe estudiar en consecuencia la posibilidad del convertidor de poder entregar al menos la tensión de rotor bajo la falla trifásica (6.20) y la tensión de la red en falla (en caso de profundidades de falla menor a 1), esto se traduce en que es capaz de cumplir los límites de las tensiones de clúster, limitada por los condensadores de estos.

### 6.2.1. Límites tensiones de clústers

La ecuación (3.1) muestra la tensión que puede sintetizar un clúster cualquiera  $v_{xy}$  del convertidor  $M^3C$  compuesto de conexión en cascada de celdas puentes H. En base a la tensión de capacitor de clúster (3.2), se determina los límites de la tensión que cada clúster puede entregar a su salida (3.3), en el que la tensión de salida del cluster está limitada por la tensión CCV disponible en el cluster.

Por otro lado, el modelo de tensión-corriente del  $M^3C$  (3.4) permite determinar la tensión que sintetiza cada cluster en cada instante de tiempo. Para el análisis se obviaré la inductancia  $L_c$ , no perdiéndose mayor generalidad. Adicionalmente, no se considera la inyección de tensión de modo común puesto que no influye en el control para la operación en baja frecuencia en el rotor (típico en DFIGs). Se analiza adicionalmente considerando que los clúster tienen ya efectuado un control de balanceo de condensadores.

La tensión que sintetiza cada clúster es en consecuencia:

$$\begin{bmatrix} v_{ar} & v_{br} & v_{cr} \\ v_{as} & v_{bs} & v_{cs} \\ v_{at} & v_{bt} & v_{ct} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \\ v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \\ v_{ma} & v_{mb} & v_{mc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_{gr} & v_{gr} & v_{gr} \\ v_{gs} & v_{gs} & v_{gs} \\ v_{gt} & v_{gt} & v_{gt} \end{bmatrix} \quad (6.23)$$

Es decir:

$$v_{xy} = v_{mx} - v_{gy} \quad (x, y) = (\{a, b, c\}, \{r, s, t\}) \quad (6.24)$$

Analizando cualquier cluster, por ejemplo el cluster  $ar$  y suponiendo:

$$v_{gr} = V_g \cos(\omega_g t) \quad (6.25)$$

$$v_{ma} = V_m \cos(\omega_m t + \phi_m) \quad (6.26)$$

Entonces:

$$v_{ar} = V_m \cos(\omega_m t + \phi_m) - V_g \cos(\omega_g t) \quad (6.27)$$

El clúster sintetiza una señal que es combinación de la tensión de salida y de la tensión de entrada, consecuentemente, sintetiza una señal de dos frecuencias  $\omega_m = \omega_e - \omega_r$  y  $\omega_g$  la frecuencia de la red y la frecuencia de la máquina (rotor).

Lo que puede ser analizado en términos de valores complejos para encontrar el máximo.

$$v_{ar} = \Re(V_m e^{j(\omega_m t + \phi_m)} - V_g e^{j\theta_g}) \quad (6.28)$$

cuyo valor máximo se encuentra en:

$$|v_{xy}|_{max} = V_m + V_g \quad (6.29)$$

En consecuencia, la tensión del clúster esta limitada por:

$$-(V_m + V_g) \leq v_{xy} \leq (V_m + V_g) \quad (6.30)$$

Y por lo tanto, las tensiones CCV, de acuerdo a (3.3) deben operar como mínimo en  $V_m + V_g$  para poder sintetizar las tensiones en todo rango de frecuencias, fases y magnitudes, es decir:

$$v_{cxy} \geq V_m + V_g \quad (6.31)$$

Con estas restricciones se considera la operación del  $M^3C$  frente a fallas. Se considera que los convertidores de los DFIG se dimensionan para manejar la máxima tensión de rotor en operación normal, la que según (6.8), corresponde al máximo deslizamiento (generalmente en torno a 0.3 o 0.33 para dar un 10% adicional de respaldo frente a transitorios).

### 6.2.2. Tensión de cluster en aplicación al DFIG

Debido a que la tensión de que genera el cluster la resta de la tensión del rotor con la tensión de la red (6.24), las tensiones de cluster pueden ser analizadas mediante un modelo simplificado de un cluster por fase, mostrado en la figura (6.2), para simplificar el análisis, siendo equivalente al modelo del  $M^3C$ , con la diferencia que no se puede controlar las corrientes en el lado de la red, sin influir en el análisis de controlabilidad del convertidor en caso de fallas.

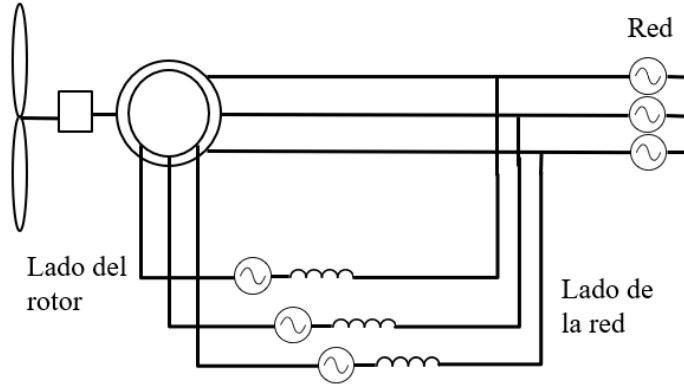


Figura 6.2: Convertidor simplificado para análisis matemático de operación en fallas.

Con este modelo, se tiene que:

$$v_{ar} = v_{ma} - v_{gr} \quad (6.32)$$

$$v_{bs} = v_{mb} - v_{gs} \quad (6.33)$$

$$v_{ct} = v_{mc} - v_{gt} \quad (6.34)$$

Transformando a coordenadas  $\alpha\beta$  invariante en magnitud, este sistema de ecuaciones se puede expresar como:

$$v_{\alpha\beta} = v_{m\alpha\beta} - v_{g\alpha\beta} \quad (6.35)$$

De acuerdo al análisis anterior, en operación normal la tensión del rotor es en esencia muy similar a la tensión en vacío, por lo tanto, la tensión del cluster en operación normal es aproximadamente:

$$v_{\alpha\beta,\text{norm}} = k_{DFIG} V_s s e^{j(\omega_e - \omega_r)t} - V_s e^{j\omega_e t} \quad (6.36)$$

Cuyo módulo es:

$$|v_{\alpha\beta,\text{norm}}| = \sqrt{(k_{DFIG} V_s s)^2 + V_s^2 - 2k_{DFIG} V_s^2 s \cos(\omega_r t)} \quad (6.37)$$

Y su valor máximo es:



$$|v_{\alpha\beta,\text{norm}}|_{\text{max}} = k_{DFIG}V_s|s| + V_s \quad (6.38)$$

Que ocurre en  $t = k\pi/\omega_r$  si opera en subsincronismo, y en  $t = 2k\pi/\omega_r$  si opera en hipersincronismo, el cluster está operando en esta condición con la suma de las tensiones del rotor y de la red, como se mencionó previamente.

Luego, la tensión más grande en operación normal, para la cual el  $M^3C$  se diseña corresponde a la tensión máxima de rotor en operación normal, cuando  $s = s_{\text{max}}$  y la tensión nominal de la red.

Cuando ocurre una falla simétrica, el cluster ahora tiene una tensión de:

$$v_{\alpha\beta,\text{sag}} = k_{DFIG}V_s(sl \cdot (1-d)e^{j(\omega_e-\omega_r)t} - (1-sl) \cdot d \cdot e^{-j\omega_r t} e^{j\omega_e t_0} e^{-t/\tau_s}) - V_s(1-d) \quad (6.39)$$

El módulo de esta expresión se obtiene como:

$$\begin{aligned} |v_{\alpha\beta,\text{sag}}|^2 = & k_{DFIG}^2 V_s^2 sl^2 (1-d)^2 + k_{DFIG}^2 V_s^2 (1-sl)^2 d^2 + V_s^2 (1-d)^2 \\ & - 2k_{DFIG}^2 V_s^2 s(1-d)(1-s)d \cos(\omega_e(t-t_0)) \\ & - 2k_{DFIG} V_s sl(1-d)V_s(1-d) \cos(\omega_r t) \\ & + 2k_{DFIG} V_s(1-sl)dV_s(1-d) \cos((\omega_r + \omega_e)t - \omega_e t_0) \end{aligned} \quad (6.40)$$

Cuyo valor máximo corresponde a:

$$|v_{\alpha\beta,\text{sag}}|_{\text{max}} = V_s(k_{DFIG}(1-d)|s| + d(1-s)k_{DFIG} + (1-d)) \quad (6.41)$$

Es decir, durante la falla el cluster genera la máxima tensión de la falla del rotor y la tensión de la red en la caída  $((1-d)V_s)$ . Como se mencionó antes, si el convertidor soporta al menos la máxima tensión del rotor, es capaz de mantener controlada las corrientes del rotor y en consecuencia controlar la inyección de reactivos para soporte LVRT. Lo que se traduce en si esta tensión máxima del cluster es soportada por este según los límites de la tensión CCV. Adicionalmente, esta tensión se reduce en el transcurso de la falla, debido a la caída de la exponencial de la tensión producto del flujo natural de estator.

Es decir, si se satisface que la tensión del clúster satisface la condición (6.30).

$$|v_{\alpha\beta,\text{sag}}|_{\text{max}} \leq V_m + V_g \quad (6.42)$$

dónde se dimensiona usualmente para la máxima tensión de rotor y la tensión de la red. Es decir:

$$|v_{xy}|_{max} = V_m + V_g = V_s(k_{DFIG}|s_{max}| + 1) \quad (6.43)$$

El análisis para  $k_{DFIG} \leq 1$  muestra que la desigualdad (6.42) se cumple siempre, siendo de hecho el máximo posible para  $k_{DFIG} = 1$  el valor de  $V_m + V_g$ .

Por lo tanto, el cluster del convertidor al ocurrir la falla para esta condición, baja la tensión respectiva o en el peor caso, la mantiene, siendo posible soportar la sobretensión del rotor y la baja tensión de la red, además, el cluster maneja una tensión reducida para este efecto, por lo que la capacidad de controlar las corrientes en la falla queda asegurada.

La figura (6.3.a) muestra los perfiles de las tensiones de cluster en operación normal y ocurrida la falla trifásica, a partir de los módulos máximos de las tensiones deducidas previamente, Además de mostrar la tensión máxima que el clúster puede sintetizar, a partir del diseño del convertidor. De esta forma se observa que para un  $k_{DFIG} = 1$  la operación normal (azul en la figura) pasa una vez ocurrida una falla trifásica de profundidad  $d = 1$  (rojo en la figura) en dónde se muestra que la tensión del clúster de hecho disminuye, a la vez que controla la sobretensión en el rotor. En este caso, la tensión de la red ha bajado a cero, por lo que el cluster sintetiza puramente la sobretensión del rotor, que es menor que la tensión en operación normal. Durante la operación hipersincrónica ( $s < 0$ ), la que consigue los mayores niveles de tensión en falla, el cluster tiene durante los primeros instantes de la falla una tensión igual a la de operación normal.

Mientras mayor es la caída (Amarillo para el caso de una falla  $d = 0,5$ ), mayor es la disminución de tensión en el cluster, debido a que al caer la tensión de la red, el restante almacenado en los condensadores pasa a respaldar en al rotor.

En todo rango de fallas, el cluster es capaz de sintetizar la tensión requerida en el rotor para controlar la falla, así como el remanente de tensión en la red. No se sobrepasa la tensión máxima que el cluster puede sintetizar y se garantiza el cumplimiento de controlabilidad de corrientes de rotor, por lo que se puede garantizar respaldo LVRT.

Sin embargo, en la figura (6.3.b), con un  $K_{DFIG} = 3$ , el cluster no es capaz de garantizar la controlabilidad de las corrientes en los peores casos, solo operando adecuadamente en condiciones normales. Aún que el diseño involucre la tensión normal de rotor con esta constante, el cluster debe ser sobredimensionado para poder garantizar controlabilidad de las corrientes de rotor.

Un caso crítico que analizar es en la recuperación de la falla. Si la recuperación es brusca en un corto periodo de tiempo, la tensión en el rotor es muy superior, debido a que aun se tiene remanente de flujo natural, que se suma al flujo natural producido por la recuperación, así que la tensión se eleva mucho, y el convertidor en este caso no puede ser capaz de soportar este aumento. Sin embargo este caso es muy extremo, y lo usual es emplear un perfil de crecimiento de la tensión hasta su valor nominal.

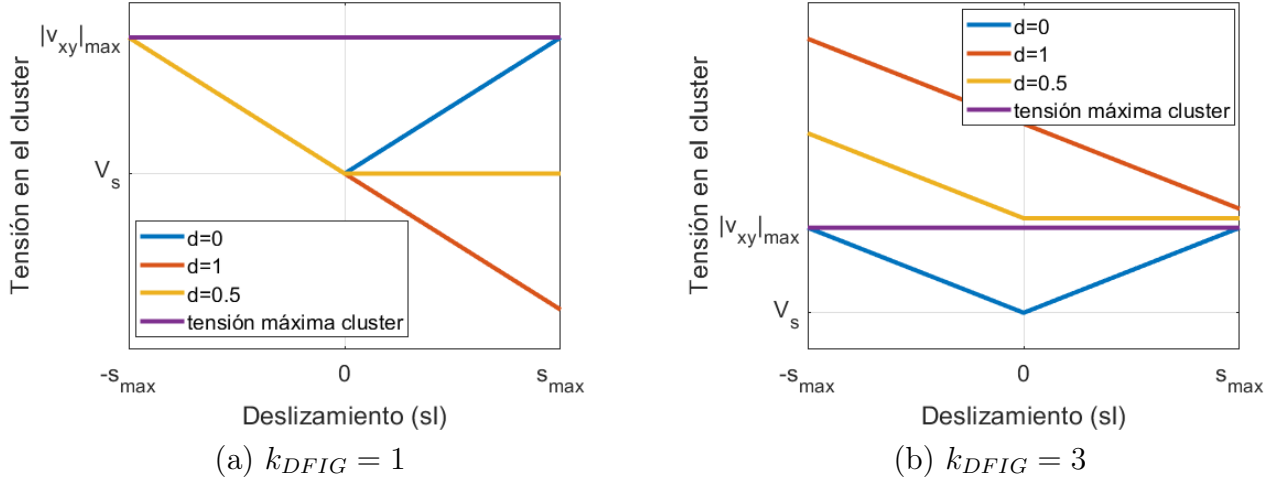


Figura 6.3: Comportamiento de las tensiones de clúster durante operación normal ( $d=0$ ), una falla de profundidad  $d=0.5$  y  $d=1$  y las máxima tensión que el clúster puede sintetizar.

### 6.2.3. Tensiones desde el punto de vista del rotor

El análisis se puede revisar desde el punto de vista de las tensiones de rotor como lo realizado en [34].

La tensión máxima que el cluster puede entregar se encuentra descrita por (6.43), al ocurrir una falla trifásica, la tensión de la red cae a  $V_s(1 - d)$ , por lo tanto, queda tensión disponible en los condensadores (la tensión CCV) que puede ser usada para sintetizar la tensión restante en el rotor y apoyar la falla. La máxima tensión que el convertor puede generar en el rotor, de acuerdo a la profundidad de la falla  $d$  es, en consecuencia:

$$v_{r,\max, \text{sag}, M3C} = V_s k_{DFIG} s_{\max} + dV_s \quad (6.44)$$

Justamente, la tensión normal de operación en el rotor y la tensión que se ha perdido de la red. De estas ecuaciones se tienen las curvas de la figura (6.4)

Se aprecia que la tensión que el  $M3C$  puede aportar es superior a la tensión de rotor de operación normal, aún siendo dimensionado para la máxima tensión de rotor en operación normal, debido al hecho de que sintetiza la tensión de rotor y de estator.

Para una falla, la controlabilidad del convertor se mide en su capacidad de igualar la sobretensión por el rotor, en este caso, para  $k_{DFIG} = 1$ , el  $M^3C$  mantiene todo rango de control frente a una falla en el corto instante en que esta dura, la tensión que se cae en la red es aprovechada para generar tensión en el rotor, mientras que se ocupa la otra capacidad de los condensadores para generar la tensión que tiene la red.

De este modo, en general, dependiendo de la profundidad de la falla, la constante  $k_{DFIG}$  y el deslizamiento en el que ocurra la falla, el convertor puede responder por si solo frente a la falla. En los casos en que no pueda, como en el caso de  $k_{DFIG} = 3$ , en ciertos deslizamientos,

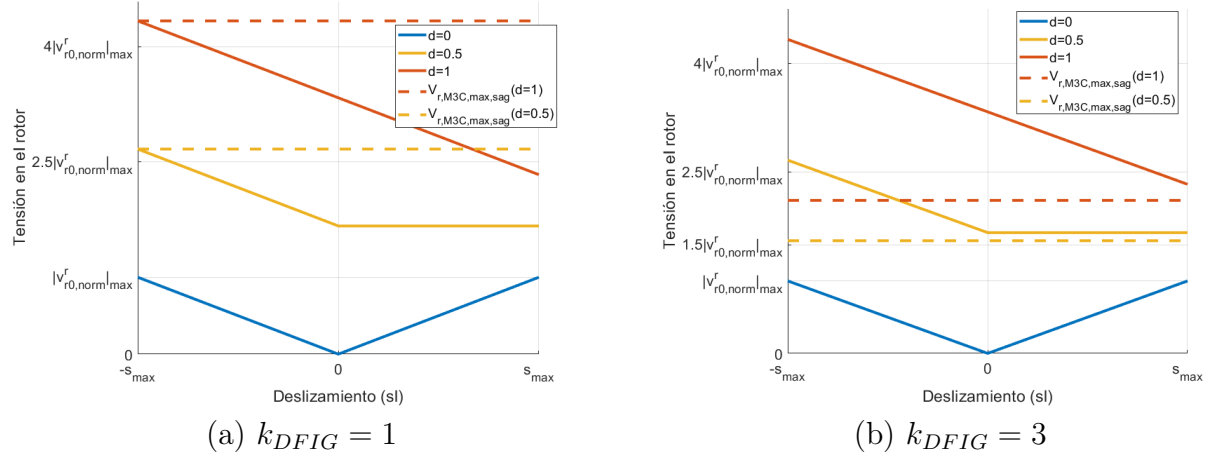


Figura 6.4: Comportamiento de las tensiones de rotor durante operación normal ( $d=0$ ), una falla de profundidad  $d=0.5$  y  $d=1$  y las máximas tensiones que el  $M^3C$  puede producir en el rotor.

puede ser dimensionado el  $M^3C$  para mayores tensiones agregando más celdas, aumentando la tensión de los condensadores (aunque en general, en operación normal se tendría mucha tensión disponible inutilizada), o bien emplear un *crowbar* reducido que limite la máxima tensión al valor de  $V_{r,M3C,max,sag}$  en vez de  $V_{r,norm,max}$  cuyo valor es mucho mas pequeño.

El hecho de emplear el convertor en fallas trifásicas permite mantener controladas las corrientes de rotor en rápidamente después del sobrevoltaje rápida recuperación, mantiene el generador en conexión con la red inyectando corrientes reactivas, menores oscilaciones de torque producto de los incrementos de las corrientes. De esta forma, con el análisis general, el convertor  $M^3C$  es adecuado para el caso de fallas trifásicas.

### 6.3. Control del DFIG bajo fallas trifásicas

Frente a fallas simétricas trifásicas, el flujo de estator posee componentes forzantes que giran a velocidad sincrónica, y una componente natural DC. Esto presenta dificultades frente al control en fallas trifásicas debido a que inducen componentes en el rotor de distinta frecuencia, además de que la componente natural es transitoria. Adicionalmente el flujo posee dinámica, que se refleja en la dinámica de las tensiones de rotor.

#### 6.3.1. Modelo de la turbina eólica

Para la modelación de la turbina eólica, se consideran las ecuaciones teóricas de la energía eólica discutidas en el capítulo 2.

En primer lugar se obtiene el valor  $\lambda$  en el que se encuentra operando el DFIG. Los valores de  $\beta \neq 0$  no son considerados por las razones explicadas en el marco teórico. Para esto se mide la velocidad del viento de un determinado perfil y se obtiene la velocidad rotacional de las aspas dividiendo la velocidad rotacional mecánica de la máquina por la razón de cambio de la velocidad, con esto se obtiene  $\lambda$  a partir de la ecuación (2.5).

La razón de cambio de velocidad se debe a la caja de cambio de velocidad de la turbina eólica necesaria para que el generador DFIG pueda operar ante bajas velocidades rotacionales de la turbina. Se define este valor como:

$$n_g = \frac{\omega_r^{\text{máq}}}{\omega_r^{\text{aspas}}} \quad (6.45)$$

El valor de  $\lambda$  es empleado para calcular el coeficiente de potencia. Este valor es obtenido de la curva  $C_p$  versus  $\lambda$  de (2.6) empleado como un *look-up-table*.

En conjunto con la velocidad del viento, el valor de  $C_p$  obtenido y el valor de  $\lambda$  se obtiene el torque mecánico que produce la turbina visto desde el lado del las aspas. Este torque debe imponerse negativo en la simulación para que el DFIG opere como generador.

Este torque se calcula a partir de la ecuación (2.2), obteniéndose:

$$T_{mec}^{\text{aspas}} = \frac{1}{2} \rho \pi r^3 \frac{C_p(\lambda)}{\lambda} v^2 \quad (6.46)$$

Este torque es visto desde el lado de las aspas. Para la transformación al lado de la máquina y su implementación como torque mecánico en el modelo del DFIG se emplea las ecuaciones de un modelo sin pérdidas de la caja de transmisión. Esto es:

$$T_{mec}^{\text{aspas}} \approx T_{mec}^{\text{máq}} \Rightarrow n_g = \frac{T_{mec}^{\text{aspas}}}{T_{mec}^{\text{máq}}} \quad (6.47)$$

La turbina es diseñada mediante la elección de una velocidad de viento nominal  $v_{\text{nom}}$ , la potencia nominal de la máquina  $P_{\text{nom}}$  y la velocidad rotacional mecánica nominal de la misma  $\omega_{r \text{ nom}}$ . A partir de (2.2) se calcula el valor máximo de  $C_p$  y el radio de las aspas.

La velocidad rotacional nominal de la máquina  $\omega_{r \text{ nom}}$  se obtiene de la ecuación (2.5).

El torque máximo  $T_{m \text{ max}}^{\text{aspas}}$  referido al lado de las aspas es calculado a partir de:

$$T_{m \text{ max}}^{\text{aspas}} = \frac{P_{\text{nom}}}{\omega_{r \text{ nom}}} \quad (6.48)$$

Finalmente el valor de la razón de la caja de cambio es obtenida a partir de (6.45).

### 6.3.2. Control MPPT

Según lo discutido en el marco teórico, la curva de máxima potencia que es posible extraer a diferentes velocidades de viento sigue una función cubica dada en la ecuación (2.9).

Para el control realizado en la presente memoria, se efectúa orientación vectorial en el flujo de estator, de esta manera el torque electromagnético queda dependiente de la corriente en el eje  $q$  (2.37).

Para el seguimiento de la máxima potencia se establece un control por torque, mediante la asignación de la ecuación (2.9) que calcula la corriente de referencia en  $q$  según la ecuación (2.49), de manera que se extrae la máxima potencia posible para la velocidad de viento dada. Se mide en consecuencia la velocidad rotacional de la máquina y se realimenta en un control indirecto de velocidad.

### 6.3.3. Control de corrientes de rotor

El control convencional del DFIG en condiciones balanceadas tiene inconvenientes en orientación frente a fallas, pues el flujo de estator gira a velocidad distinta a la sincrónica. Así el sistema de control no compensa todas las sobretensiones aunque el convertor se encuentre sobredimensionado para manejarlas.

Algunos esquemas de control incorporan técnicas avanzadas de control no lineal, controles robustos en ejes estacionarios y la inyección de corrientes desmagnetizantes.

La estrategia de la presente memoria permite compensar estas sobretensiones transitorias y mantener reguladas las corrientes mediante compensaciones *feedforward* de las ecuaciones dinámicas (2.34)-(2.35), dónde se introduce el efecto del cambio de flujo mediante las tensiones de estator.

La dinámica en  $dq$  del circuito del lado de la máquina del  $M^3C$  (ecuación (3.13)) se obtiene multiplicando por  $e^{-j\theta_{SL}}$ :

$$v_{md} = \frac{1}{\sqrt{3}}v_{d0} + \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} i_{md} - \frac{L_c}{3} \omega_{SL} i_{mq} \quad (6.49)$$

$$v_{mq} = \frac{1}{\sqrt{3}}v_{q0} + \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} i_{mq} + \frac{L_c}{3} \omega_{SL} i_{md} \quad (6.50)$$

Las ecuaciones de rotor de la máquina (2.35) se encuentran en la convención motor, mientras que para el  $M^3C$  se encuentran en convención generador y además, en  $\alpha\beta$  invariante en potencia. Basta cambiar el signo de la corriente medida del lado del generador y ponderar por  $\frac{2}{\sqrt{6}}$ , es decir  $\bar{i}_{r_{dq}} = -\frac{2}{\sqrt{6}}\bar{i}_{m_{dq}}$ .

La conexión en serie del convertor con el rotor, une en serie los circuitos equivalentes del rotor del generador y del lado de la máquina, es decir,  $\frac{2}{\sqrt{6}}\bar{v}_{r_{dq}} = \bar{v}_{m_{dq}}$ .

De esta forma, despejando la derivada del flujo de estator de (2.34), reemplazándola en

las ecuaciones de rotor y orientando en el flujo de estator, se tienen las ecuaciones del DFIG con el convertor:

$$\frac{2}{\sqrt{6}\sqrt{3}}v_{d0} = R_r i_{rd} + \left( \sigma L_r + \frac{L_c}{3} \right) \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_{SL} i_{rq} \left( \sigma L_r + \frac{L_c}{3} \right) \quad (6.51)$$

$$\frac{2}{\sqrt{6}\sqrt{3}}v_{q0} = R_r i_{rq} + \left( \sigma L_r + \frac{L_c}{3} \right) \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_{SL} \left( \frac{L_0}{L_s} \psi_{sd} + \left( \sigma L_r + \frac{L_c}{3} \right) i_{rd} \right) \quad (6.52)$$

Por lo tanto, la plantas plantas para el diseño de los controladores son:

$$\frac{2}{\sqrt{6}\sqrt{3}}v_{d0} = R_r i_{rd} + \left( \sigma L_r + \frac{L_c}{3} \right) \frac{di_{rd}}{dt} \quad (6.53)$$

$$\frac{2}{\sqrt{6}\sqrt{3}}v_{q0} = R_r i_{rq} + \left( \sigma L_r + \frac{L_c}{3} \right) \frac{di_{rq}}{dt} \quad (6.54)$$

El esquema de control se muestra en la figura (6.5).

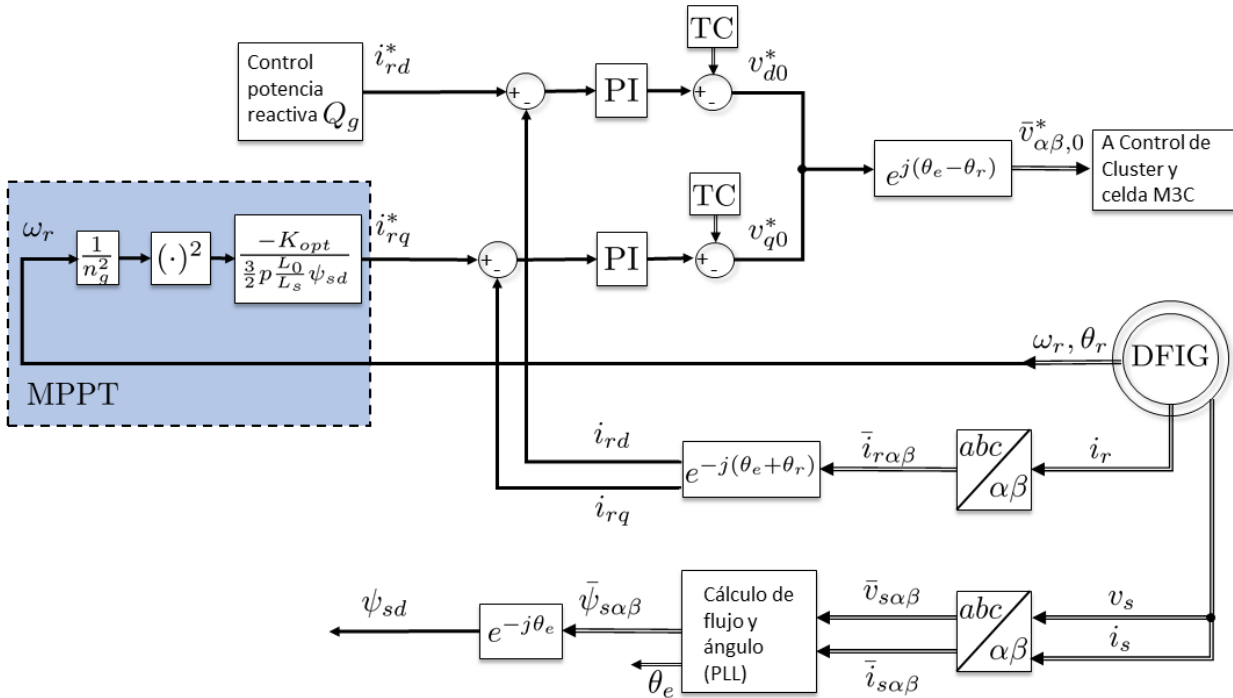


Figura 6.5: Esquema de control vectorial del DFIG basado en orientación de flujo. TC: términos de compensación [48] [71].

La velocidad del flujo de estator se calcula mediante un PLL, cuyo esquema es mostrado en la figura (6.6). El integrador es modificado para evitar integraciones erróneas [51] [71].

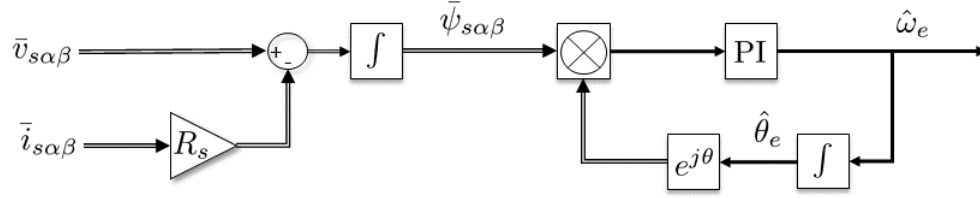


Figura 6.6: Esquema de estimación de flujo y PLL basado en producto cruz para ángulo y velocidad de flujo  $\omega_e$ ,  $\bar{\psi}_{s\alpha\beta}$ .

De esta forma, durante transitorios en fallas y régimen permanente, las corrientes se encuentran adecuadamente reguladas. La tensión generada por el convertidor responde a las sobretensiones del rotor.

El control descrito regulará adecuadamente las corrientes en transitorios, sin embargo, debido a la presencia de grandes flujos naturales en caso de falla, la tensión generada por el convertidor también tendrá estos grandes transitorios. La orientación es adecuada aún si el convertidor se satura.

### 6.3.4. Control de la potencia activa y reactiva de estator

Las ecuaciones (2.45)-(2.46) consideran que no hay dinámica en el flujo, sin embargo frente a fallas, esta dinámica induce acoples para el control de  $P_s$  y  $Q_s$ .

En ejes  $dq$ , la componente natural del flujo tiene una frecuencia de  $\omega_e$  mientras que la forzante es DC, como se observa en (6.15).

Así, la referencia de una potencia activa o reactiva constante genera referencias de corrientes oscilatorias de frecuencia de  $(\omega_e)$ . No es posible seguir cero error a dichas referencias salvo que el PI tenga usualmente alta ganancia, lo que puede provocar seguimiento de errores en estado estacionarios e introducción de ruidos o llevar a condiciones inestables.

Por esta razón, el control se realiza mediante referencia en las condiciones de estado estacionario. Es razonable debido a que la duración de la falla es pequeña y los errores de potencia controlada no son apreciables en los ordenes de magnitudes de la máquina, usualmente de alta potencia. Estas referencias de corrientes lograrán seguimiento adecuado de potencia, pero levemente oscilatorias.

Considerando el valor de  $v_s^2 = v_{sd}^2 + v_{sq}^2$ , las referencias de corriente se deducen de:

$$P_s = \frac{3}{2} \left( \frac{v_s^2}{R_s} - \frac{\omega_e^2 \psi_{sd}^2}{R_s} - \frac{\omega_e \psi_{sd} L_0}{L_s} i_{rq} \right) \quad (6.55)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \frac{\omega_e \psi_{sd}}{L_s} (\psi_{sd} - L_0 i_{rd}) \quad (6.56)$$



## 6.4. Control del lado de la red

El control del lado de la red se implementa con control vectorial orientado en la tensión de la red.

Considerando las ecuaciones del circuito equivalente del  $M^3C$  en el lado de la red (3.14), transformado en ejes  $dq$ , y considerando orientación ( $v_{gq} = 0$ ), las ecuaciones quedan:

$$\frac{1}{\sqrt{3}}v_{0d} = -v_{gd} - \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} i_{gd} + \omega_e \frac{L_c}{3} i_{gq} \quad (6.57)$$

$$\frac{1}{\sqrt{3}}v_{0q} = -\frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} i_{gq} - \omega_e \frac{L_c}{3} i_{gd} \quad (6.58)$$

Para el control, se emplea la estrategia de control *feedforward* desacoplando los sistemas de tal manera que el diseño de los controladores considera las plantas:

$$\frac{1}{\sqrt{3}}v_{0d} = -\frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} i_{gd} \quad (6.59)$$

$$\frac{1}{\sqrt{3}}v_{0q} = -\frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} i_{gq} \quad (6.60)$$

El diseño de los controladores PI considera una frecuencia natural y un coeficiente de amortiguamiento similar a la de los controladores de los lazos de corriente del lado del generador.

La corriente  $i_{gd}^*$  de referencia es asignada por un control externo que regula la tensión media  $v_{c00}$  de acuerdo a la sección (5.3).

La corriente  $i_{gq}$  es regulada para entregar una deseada potencia reactiva en apoyo a la inyección de potencia reactiva de estator frente a fallas. Estas corrientes se derivan de [106] (transformada  $\alpha\beta$  invariante en potencia):

$$P_g = v_{gd}i_{gd} + v_{gq}i_{gq} = v_{gd}i_{gd} \quad (6.61)$$

$$Q_g = v_{gq}i_{gd} - v_{gd}i_{gq} = -v_{gd}i_{gq} \quad (6.62)$$

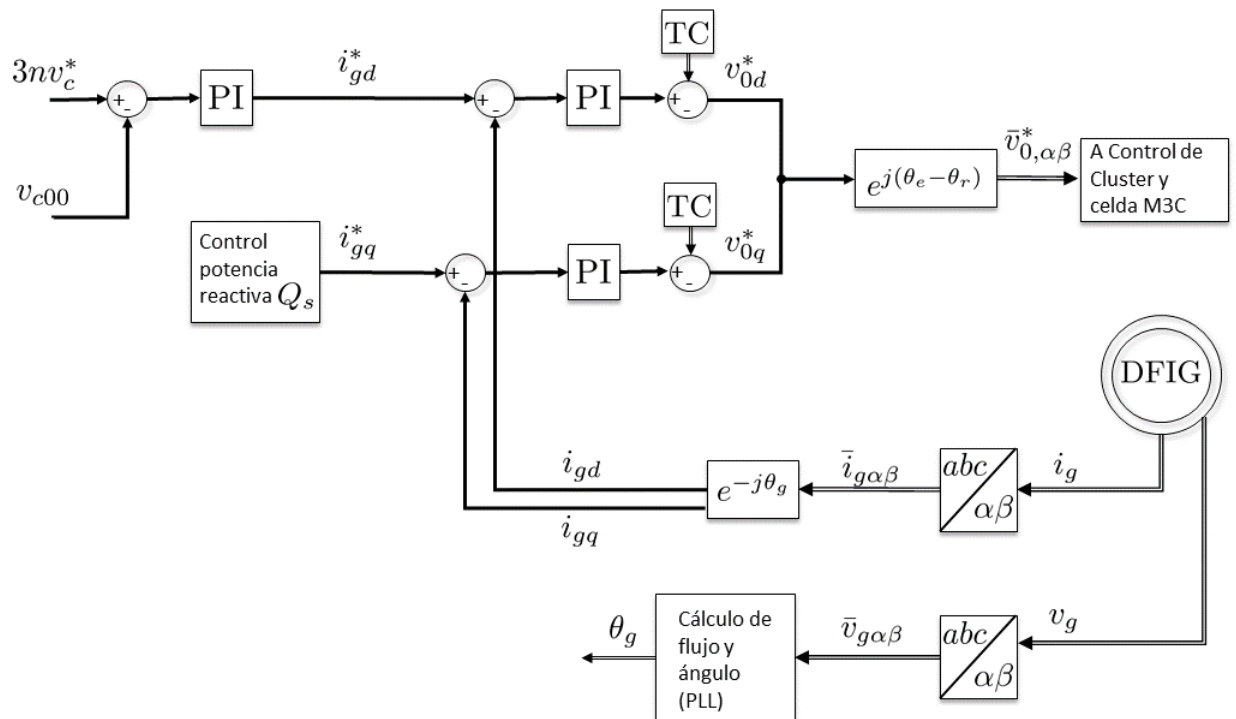


Figura 6.7: Esquema de control vectorial del lado de la red del convertor  $M^3C$  basado en orientación en la tensión de la red.

# Capítulo 7

## Operación y control del DFIG mediante $M^3C$ bajo fallas asimétricas

### 7.1. Comportamiento del DFIG bajo fallas asimétricas

Las fallas asimétricas en los sistemas eléctricos de potencia, en la que las fases no son afectadas de la misma manera, son las más frecuentes, siendo por lo tanto importante el análisis del comportamiento del DFIG bajo este tipo de fallas, y las características que debe tener el convertidor para el manejo de estas.

El análisis es parecido al efectuado en fallas trifásicas, sin embargo, existen componentes de secuencia positiva y negativa que se inducen en el rotor de manera permanente durante la falla, en adición al flujo natural.

De acuerdo a la teoría de componentes simétricas, la tensión de estator en  $\alpha\beta 0$  se descompone en tres vectores correspondientes a las componentes de secuencia positiva, negativa y cero:

$$\bar{v}_{s\alpha\beta} = \bar{v}_{s1}e^{j\omega_s t} + \bar{v}_{s2}e^{-j\omega_s t} + \bar{v}_{s0} \quad (7.1)$$

Es importante notar que las componentes  $\alpha$ ,  $\beta$  y 0 de las tensiones son ortogonales, luego, la componente de tensión cero no se añade a la tensión como la suma en alguna de las componentes restantes, si no que es independiente.

Con las mismas consideraciones que en el caso trifásico, la tensión de estator cambia bruscamente de operación normal a falla, por lo que las componentes simétricas son calculadas directamente a partir de la transformada de Fortescue, en este caso de análisis, invariante en magnitud:

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{s1} \\ \bar{v}_{s2} \\ \bar{v}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (7.2)$$

Con  $h = e^{j2\pi/3}$ .

La tensión de secuencia cero no genera flujo alguno en el rotor, debido a que en la mayoría de los sistemas de generación eólica basada en DFIG, el estator no se encuentra conectado el neutro, por esta razón, en el rotor se generan tensiones de secuencia positiva y negativa. En consecuencia se emplea el modelo en  $\alpha\beta$  de la máquina.

Las componentes de secuencia positiva y negativa de estator, generan de igual forma flujos de secuencia positiva y negativa, en adición a la componente natural que eventualmente se genera.

El flujo creado durante la falla en estado estacionario, despreciando la resistencia de estator, se expresa como:

$$\begin{aligned} \bar{\psi}_{\alpha\beta}^s &\approx \int \bar{v}_{s\alpha\beta}^s dt = \int (\bar{v}_{s1} e^{j\omega_s t} + \bar{v}_{s2} e^{-j\omega_s t}) dt \\ &= \frac{\bar{v}_{s1}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} - \frac{\bar{v}_{s2}}{j\omega_s} e^{-j\omega_s t} \end{aligned} \quad (7.3)$$

Análogo al análisis realizado para fallas trifásica, los flujos generados y en consecuencia la tensión de rotor se obtiene de la dinámica del flujo. Se estudia la tensión en vacío de rotor.

La tensión de estator antes y durante la falla se expresa como:

$$\bar{v}_{s\alpha\beta}(t \leq t_0) = V_s e^{j\omega_s t} \quad (7.4)$$

$$\bar{v}_{s\alpha\beta}(t \geq t_0) = \bar{v}_{s1} e^{j\omega_s t} + \bar{v}_{s2} e^{-j\omega_s t} \quad (7.5)$$

De acuerdo a la ecuación (6.13), la dinámica del flujo de estator con rotor en vacío se resuelve mediante la parte homogénea, que determina el flujo natural, y las componentes forzadas.

Previo a la falla, la máquina se supone en estado estacionario de operación normal, el flujo de estator es:

$$\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s(t < t_0) = \frac{\bar{v}_{s\alpha\beta}^s}{j\omega_s + \frac{1}{\tau_s}} = \frac{V_s e^{j\omega_s t}}{j\omega_s} \quad (7.6)$$

En el que se desprecia  $1/\tau_s$  por su bajo valor.

Posterior a la falla, Considerando la solución homogénea y particular:

$$\bar{\psi}_{s\alpha\beta}^s = \frac{\bar{v}_{s1}e^{j\omega_s t}}{j\omega_s + \frac{1}{\tau_s}} + \frac{\bar{v}_{s2}e^{-j\omega_s t}}{-j\omega_s + \frac{1}{\tau_s}} + \bar{\psi}_{n0}e^{-t/\tau_s} \quad (7.7)$$

El flujo natural  $\bar{\psi}_{n0}$  se calcula por continuidad del flujo, antes y después de la falla, es decir:

$$\psi_{s\alpha\beta}^s(t_0^-) = \psi_{s\alpha\beta}^s(t_0^+) \quad (7.8)$$

Obteniéndose:

$$\bar{\psi}_{n0} = \frac{(V_s - \bar{v}_{s1})}{j\omega_s} e^{j\omega_s t_0} + \frac{\bar{v}_{s2}}{j\omega_s} e^{-j\omega_s t_0} \quad (7.9)$$

Se puede notar que el flujo natural no sólo depende del tipo de falla (reflejado en las componentes de secuencia  $\bar{v}_{s1}$  y  $\bar{v}_{s2}$ ) sino también en el instante en que la falla ocurre, pudiendo tenerse que este flujo pueda ser totalmente eliminado de acuerdo a la composición en fase de las señales de secuencia positiva y negativa como sugiere la ecuación anterior. Esto representa una diferencia respecto a las fallas trifásicas debido a que estas últimas siempre presentan flujo natural de la misma magnitud independiente del tiempo de aplicación.

El instante de falla en el que el flujo natural es de mayor magnitud se obtiene de:

$$|\bar{\psi}_{n0}|^2 = \frac{(V_s - \bar{v}_{s1})^2}{\omega_s^2} + \frac{|\bar{v}_{s2}|^2}{\omega_s^2} + \frac{2|V_s - \bar{v}_{s1}||\bar{v}_{s2}|}{\omega_s^2} \cos(2\omega_s t_0 + \angle(V_s - \bar{v}_{s1}) + \angle(\bar{v}_{s2})) \quad (7.10)$$

Por lo que se encuentra  $t_0$  haciendo:

$$\cos(2\omega_s t_0 + \angle(V_s - \bar{v}_{s1})) = 1 \quad (7.11)$$

Cuya magnitud máxima en caso de existir flujo natural es:

$$|\psi_{n0}|_{max} = \frac{|V_s - \bar{v}_{s1}| + |\bar{v}_{s2}|}{\omega_s} \quad (7.12)$$

Este flujo, composición de flujos de secuencia positiva, negativa y natural, genera de igual forma tensiones de rotor de secuencia positiva, negativa y natural de acuerdo a la ecuación (6.3).

De esta forma:

$$\bar{v}_{r0}^s = \bar{v}_{r1}^s + \bar{v}_{r2}^s + \bar{v}_{rn}^s$$

$$\bar{v}_{r1}^s = \frac{L_0}{L_s} \cdot sl \cdot \bar{v}_{s1} e^{j\omega_s t} \quad (7.13)$$

$$\bar{v}_{r2}^s = \frac{L_0}{L_s} (2 - sl) \cdot \bar{v}_{s2} \cdot e^{-j\omega_s t} \quad (7.14)$$

$$\bar{v}_{rn}^s = -j\omega_r \frac{L_0}{L_s} \bar{\psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} \quad (7.15)$$

Esta tensión referida al rotor, multiplicando por  $e^{-j\omega_r t}$ , se tiene:

$$\bar{v}_{r0}^r = \frac{L_0}{L_s} \cdot sl \cdot \bar{v}_{s1} \cdot e^{j(\omega_s - \omega_r)t} + \frac{L_0}{L_s} (2 - sl) \bar{v}_{s2} \cdot e^{-j(\omega_s + \omega_r)t} - j\omega_r \frac{L_0}{L_s} \bar{\psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_r t} \quad (7.16)$$

Las componentes de las tensiones positiva y negativa como se observan permanecen durante toda la duración de la falla, mientras que la componente natural decae con la constante de tiempo de estator, al igual que para fallas trifásicas.

La componente de secuencia positiva es pequeña, debido a que es proporcional al deslizamiento de la máquina. gira a velocidad de deslizamiento  $\omega_s - \omega_r$  siendo de máximo de un  $\pm 30\%$  de la frecuencia de estator ( $15Hz$ ).

La componente de secuencia negativa dependen de  $(2 - sl)$ , y dado que  $sl$  es pequeño, la magnitud es aproximadamente proporcional al doble de la tensión de secuencia negativa, por lo que su contribución es importante en la falla, considerando además que permanece durante toda la falla. Gira a una frecuencia de  $\omega_s + \omega_r$  cercano al doble de la tensión de la red.

Se analiza a continuación las fallas asimétricas monofásicas y bifásicas entre fase.

### 7.1.1. Fallas monofásicas

Un cortocircuito en una fase, causa la caída de tensión de esta misma. Se considera esta caída con una profundidad  $d$  al igual que la falla trifásica.

Las componentes en secuencia de la tensión de estator, para una falla ocurrida en la fase  $a$ , y considerando igual impedancia de secuencia positiva y negativa, son:

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{s1} \\ \bar{v}_{s2} \\ \bar{v}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_s(1-d) \\ V_s \\ V_s \end{bmatrix} = V_s \begin{bmatrix} 1-d/3 \\ -d/3 \\ -d/3 \end{bmatrix} \quad (7.17)$$

De acuerdo a esto, el flujo natural máximo se produce cuando la falla comienza en  $t_0 = T/4$  (un cuarto del ciclo de la tensión de estator) según (7.11) es:

$$\bar{\psi}_{n0 \max} = \frac{V_s(2/3)d}{\omega_s} e^{-t/\tau_s} \quad (7.18)$$

Si la falla comienza en  $t_0 = 0$ , es decir, al comienzo de un ciclo, el flujo natural se anula, debido a que el flujo de secuencia positiva y negativa están en fase, cuya suma representa el valor del flujo en el instante previo al ocurrir la falla.

De esta forma, la tensión de rotor en vacío para una falla monofásica ocurrida con el flujo natural máximo ( $t_0 = T/4$ ), se tiene:

$$\begin{aligned} \bar{v}_{r0}^r = \frac{L_0}{L_s} \cdot sl \cdot (V_s(1-d/3)) \cdot e^{j(\omega_s - \omega_r)t} + \frac{L_0}{L_s} (2-sl)(V_s(-d/3)) \cdot e^{-j(\omega_s + \omega_r)t} \\ - j\omega_r \frac{L_0}{L_s} \frac{V_s(2/3)d}{\omega_s} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_r t} \end{aligned} \quad (7.19)$$

### 7.1.2. Fallas bifásicas entre fases

Se considera una falla entre las fases b y c, en la que las que se produce un cortocircuito en estas fases, causando una disminución en la tensión fase-fase con un profundidad d. Esto causa que la tensión en las fases b y c disminuyan y tengas desplazamiento de fases. La fase a se mantiene sana.

De esta forma, las tensiones trifásicas de estator en términos fasoriales dan:

$$\bar{V}_a = V_s \quad (7.20)$$

$$\bar{V}_b = V_s \left( h^2 + j \frac{\sqrt{3}}{2} d \right) \quad (7.21)$$

$$\bar{V}_c = V_s \left( h - j \frac{\sqrt{3}}{2} d \right) \quad (7.22)$$

En el que se nota que la tensión fase-fase entre a y b disminuye (1-d) de la tensión normal de fase-fase. El desplazamiento de fase es tal que a medida que la profundidad de la falla es mayor, se aproximan las tensiones de a y b, al punto de ser iguales en el caso  $d = 1$ .

Las componentes en secuencia entonces corresponden a:

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{s1} \\ \bar{v}_{s2} \\ \bar{v}_{s0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot V_s \begin{bmatrix} 1 \\ h^2 + j\frac{\sqrt{3}}{2}d \\ h - j\frac{\sqrt{3}}{2}d \end{bmatrix} = V_s \begin{bmatrix} 1 - d/2 \\ d/2 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.23)$$

De acuerdo a esto, el flujo natural máximo se produce cuando la falla comienza en  $t_0 = 0$  (en el ciclo de la tensión de estator) según (7.11) es:

$$\bar{\psi}_{n0 \max} = \bar{\psi}_{n0}(0) = \frac{V_s}{j\omega_s} d \quad (7.24)$$

Mientras que si la falla empieza en  $t_0 = T/4$  (un cuarto del ciclo de la tensión de estator), el flujo natural es nulo, y en consecuencia la sobretensión en el rotor es menor.

La tensión de rotor generada durante este tipo de falla es:

$$\begin{aligned} \bar{v}_{r0}^r = \frac{L_0}{L_s} \cdot sl \cdot V_s(1 - d/2) \cdot e^{j(\omega_s - \omega_r)t} + \frac{L_0}{L_s}(2 - sl)V_s(d/2) \cdot e^{-j(\omega_s + \omega_r)t} \\ - j\omega_r \frac{L_0}{L_s} \frac{V_s}{j\omega_s} de^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_r t} \end{aligned} \quad (7.25)$$

### 7.1.3. Conversor conectado al rotor y corrientes

La conexión del conversor en el rotor determina la circulación de corrientes por el rotor, de manera que la tensión por el conversor se ve afectada. el circuito equivalente es el mismo de la figura (6.1), por linealidad se puede realizar un análisis detallado de este circuito para el caso de las componentes de tensión de secuencia positiva, negativa y natural. El mismo análisis para el caso de fallas trifásicas es realizado, dónde la tensión del conversor  $\bar{v}_r^r$  debe ser capaz de mantener como mínimo la tensión generada en vacío por el rotor para mantener controladas las tensiones de rotor.

La corriente de rotor genera una caída de tensión debida a la inductancia transitoria  $\sigma L_r$  y la resistencia de rotor, por lo que en general, las tensiones de rotor son mayores que las de vacío, siendo despreciables debido a que el valor de estos parámetros son menores. Sin embargo, si las corrientes son apreciables, como en el caso de inyección de corrientes de secuencia negativa para el control de la máquina en fallas asimétricas, puede llegar a ser apreciable la sobretensión.

La evolución del flujo natural es el mismo para todo tipo de fallas, siguiendo la dinámica de la ecuación (6.22). Las corrientes de rotor generan un decaimiento acelerado o bien un decaimiento lento, en general, debido a la orientación del control, las corriente de rotor de eje



d tiene este comportamiento, haciendo que la inyección de potencia reactiva se vea limitada, debido a que una gran corriente en d genera un lento decaimiento del flujo natural durante la falla, prolongando la duración de la sobre tensión en el rotor.

En fallas asimétricas, una vez decaído el flujo natural, las componentes de secuencia positiva y negativa permanecen durante toda la falla. Es por esto que una estrategia empleada para el control es conectar un crowbar durante los primeros instantes que logre acelerar el decaimiento del flujo natural, para luego mantener controladas las demás componentes permanentes, en caso de que el convertor pueda manejarlas. Si no puede manejar estas sobre tensiones permanentes, el crowbar no posee efecto en el control, debiendo conectarse permanentemente, y en consecuencia perdiendo el control de la máquina durante la falla.

## 7.2. Comportamiento general del DFIG con el convertor $M^3C$ bajo fallas asimétricas

Al igual que en el caso analizado de fallas asimétricas, cada cluster del convertor opera con una tensión de los condensadores como mínimo la suma de la tensión del lado de la red y la tensión del lado de la máquina.

Sin embargo, las tensiones de rotor tienen en las tres fases las mismas magnitudes máximas, debido a la ausencia de componente de secuencia cero, mientras que el lado de la red, se produce la pérdida de magnitud de tensión de una o dos fases según el tipo de falla, por lo que los clusters de las fases falladas tendrán disponibles tensión en el condensador usada para soportar la sobretensión de dichas fases. Para las fases sanas sin embargo no se dispondrá de mayor margen, dado que tiene que soportar toda la tensión del lado de la red y la sobretensión en el rotor (Siempre se considera un margen de sobredimensionamiento para la tensión de los condensadores en cualquier caso).

Se analiza teóricamente la capacidad del convertor para manejar las sobretensiones generadas en el rotor, y ver los márgenes y beneficios del uso del convertor  $M^3C$  frente a estas fallas.

### 7.2.1. Comportamiento visto desde el rotor

En una falla asimétrica, la tensión de rotor en vacío instantánea se encuentra dada por la ecuación (7.16).

La controlabilidad de corrientes de rotor depende de si el convertor es capaz de sintetizar como mínimo la máxima tensión por el lado del rotor. De esta forma, la tensión máxima de una falla asimétrica sin considerar flujo natural es:

$$\bar{v}_{r0}^r = k_{DFIG} \frac{L_0}{L_s} V_s (|sl| |\bar{v}_{s1}| + |\bar{v}_{s2}| (2 - sl)) \quad (7.26)$$

Para estudiar los perfiles de tensiones máximas se considera la tensión referida a la máxima tensión de rotor es operación normal sin fallas, es decir:

$$|\bar{v}_{r,max,norm}| = k_{DFIG} V_s s_{max} \quad (7.27)$$

Por lo tanto:

$$\bar{v}_{r0}^r = \frac{|\bar{v}_{r,max,norm}|}{V_s s_{max}} (|sl| |\bar{v}_{s1}| + |\bar{v}_{s2}| (2 - sl)) \quad (7.28)$$

De esta forma, la tensión queda referida a la máxima tensión de rotor en operación normal, y se elimina la dependencia de la razón de transformación  $k_{DFIG}$ .

Por otro lado, la tensión máxima de rotor considerando flujo natural es más complicada, debido a que la presencia de más señales de distinta frecuencia, haciendo que sea imposible alcanzar la máxima tensión global. De esta manera, se realiza simulación numérica para encontrar el valor máximo según el deslizamiento y la profundidad de la falla.

Es importante mencionar que las tensiones de rotor alcanzan el valor máximo mencionado en todas las fases de rotor, debido a la ausencia de secuencia cero. De esta forma, los perfiles muestran una tensión máxima que se entiende, todas las fases alcanzan en distintos instantes eventualmente, y el convertidor debe ser capaz de sintetizar en rotor dichas tensiones, de lo contrario, se pierde control en la corriente.

### **Tensiones del convertidor $M^3C$ en el lado del rotor**

La máxima tensión que el rotor puede entregar en el lado del rotor depende de la tensión de cluster disponible, la que es mayor cuando algunas fases sufren caídas de tensión. Por lo tanto se dispone de mayor tensión en dichas fases falladas, mientras que en las fases sanas, dicha tensión no se encuentra disponible.

Se analiza la tensión que el convertidor puede entregar según las diferentes profundidades de falla. La tensión disponible depende adicionalmente de la existencia del transformador en el lado de la red, ya que así se dispone de mayor o menor tensión. Se analiza el efecto de la inclusión de transformador o no y la respuesta del convertidor frente a las diferentes fallas.

### **Considerando transformador**

#### **Sin transformador**

En general, en ambos tipos de fallas, y considerando o no transformador, el convertidor es capaz de entregar una mayor tensión en el rotor frente a la falla que las soluciones actualmente disponibles basadas en BTB, en donde la máxima tensión que puede dar el convertidor desde el rotor es solamente la tensión máxima de rotor en operación normal, no pudiendo satisfacer los requerimientos, por lo que estrategias de protección con *crowbar* son empleadas. Aun que el convertidor basado en BTB sea sobredimensionado, el  $M^3C$  con el mismo sobredimensionamiento posee mayor respuesta frente a los distintos tipos de fallas, por lo que constituye una solución factible para el problema de LVRT en máquinas DFIG.

## 7.2.2. Comportamiento en la tensión de cluster

Es el mismo analizado en la sección 6.2.1. El modelo usado para el análisis de los clusters es el mismo, considerando un cluster por cada fase, representado un subconvertidor. el comportamiento de los restantes 6 clusters es análogo por simetría en cuanto a la tensión máxima que deben soportar.

La tensión instantánea en el cluster, en  $\alpha\beta 0$  es

$$\begin{aligned} \bar{v}_{\alpha\beta 0} = (\bar{v}_{m\alpha\beta 0} - \bar{v}_{g\alpha\beta}) - \bar{v}_{g0} = k_{DFIG} \frac{L_0}{L_s} [sl \cdot \bar{v}_{s1} \cdot e^{j(\omega_s - \omega_r)t} + (2 - sl)\bar{v}_{s2} \cdot e^{-j(\omega_s + \omega_r)t} \\ - j\omega_r \bar{\psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_r t}] - \bar{v}_{g1} e^{j\omega_e t} - \bar{v}_{g2} e^{-j\omega_e t} - \bar{v}_{g0} \end{aligned} \quad (7.29)$$

Dónde la tensión de secuencia cero en el lado de la red es una señal ortogonal a las tensiones  $\alpha\beta$ , por lo que no se suma directamente.

La tensión del lado de la red depende de la presencia o no de un transformador. Denominando  $u = \frac{v_g}{v_s}$  a la razón de transformador.

$$u = 1 \quad \text{Sin transformador} \quad (7.30)$$

$$u = |s_{max}| k_{DFIG} \quad \text{Con transformador} \quad (7.31)$$

Dónde en consecuencia:

$$\bar{v}_{g1} = u \cdot \bar{v}_{s1} \quad (7.32)$$

$$\bar{v}_{g2} = u \cdot \bar{v}_{s2} \quad (7.33)$$

$$\bar{v}_{g0} = u \cdot \bar{v}_{s0} \quad (7.34)$$

En general, los DFIG comerciales tienen los parámetros de  $L_0/L_s \approx 1$  como se explicó en la sección anterior. Adicionalmente la razón de transformación  $k_{DFIG}$  tienen valores en torno a 1 o 3. Debido a que en torno a 1, la tensión de rotor es aproximadamente un 30 % de la tensión de estator, dado que el deslizamiento de la máquina rara vez se aleja de ese valor. Por otro lado, esto puede requerir el uso de transformador, debido a que los convertidores tradicionales emplean tensiones iguales máximas en el lado del rotor y el lado de la red. Por otro lado, la razón de transformación 3 permite que en torno a un deslizamiento máximo de 0,3, la tensión de rotor tenga la misma magnitud que la tensión de estator, por lo que se elimina el uso del transformador, pero se requiere un convertidor capaz de manejar dicha tensión. El  $M^3C$  permite el fácil escalamiento de tensiones, por lo que su empleo en todas estas configuraciones es posible. Por esto razón se analiza el caso en que se tiene transformador y el caso sin transformador.

Se puede demostrar fácilmente que el caso con transformador y  $k_{DFIG} = 1$  es análogo al caso sin transformador y  $k_{DFIG} = 3$ , considerando los perfiles referidos a tensión máxima de rotor. Por lo que el análisis es simplificado.

Para estudiar el comportamiento de las tensiones máximas de los clusters, se trabaja referenciando dichas tensiones a la tensiones máximas de rotor en operación normal, es decir:

$$v_{r\max, \text{norm}} = V_{s\max} k_{DFIG} \frac{L_0}{L_s} \quad (7.35)$$

Bastando dividir la expresión (7.29) por (7.35). Los perfiles son analizados en los ejes físicos, para denotar el comportamiento frente a caídas de algunas fases, manteniendo las demás fases en operación normal, para lo cual se emplea la transformada  $\alpha\beta 0$  inversa invariante en magnitud. Adicionalmente, de la ecuación (7.29) interesa su valor máximo. Debido a que dicha ecuación representa una suma de señales de distintas frecuencias y amplitudes, es complicado determinar el valor máximo que se alcanza. De hecho en esta condición, el valor máximo global, correspondiente a la suma de los valores absolutos de las amplitudes, no es alcanzado debido a esta combinación de señales de frecuencia. Por lo tanto, se emplean métodos numéricos de optimización para encontrar el valor máximo de esta expresión en términos de deslizamiento y profundidad de falla.

## Perfiles de tensiones máxima de cluster con transformador

Considerando transformador, las ecuaciones descritas permiten encontrar las máximas tensiones que cada cluster debe sintetizar.

Para el caso monofásico, la tensión de la fase a cae en una profundidad  $d$ , por lo que el cluster debe sintetizar en teoría la tensión de rotor de esa fase y una tensión reducida de la tensión de la red. mientras que las fases restantes tienen la tensión de la red sana, de manera que tienen menos rango de tensión para soportar la sobretensión de rotor, considerando la tensión límite de los clusters.

Se considera la situación con flujo natural y sin flujo natural. Si bien la situación con flujo natural es el peor caso, la sobretensión generada por este es transitoria, por lo que el cluster debe sintetizar posterior a esto, la tensión permanente debida a secuencia positiva y negativa de la red. Por otro lado, si el cluster no controla adecuadamente el caso en flujo natural, un crowbar puede ser activado para ayudar a desmagnetizar rápidamente y luego el cluster debe soportar esta tensión permanente sin flujo natural. Por ello es importante considerar estos perfiles.

Como se observa en la figura (7.11) y (7.12), los clusters en general no pueden soportar todo el rango de tensiones, debido a la gran sobretensión originada principalmente por la secuencia negativa. Sin embargo posee mayor rango de control en la fase a, debido a que se tiene más tensión disponible producto de la falla, las demás fases soportan la tensión debida principalmente al dimensionamiento adicional de las tensiones de los condensadores. Es importante mencionar que existen fenómenos debido a desplazamiento en fases, por lo que

en determinada condición, puede anularse la tensión de cluster y soportar aun la tensión de la red y del lado de la máquina, por lo que se considera el peor caso físicamente posible.

### Perfiles de tensiones máxima de cluster sin transformador

En consecuencia, el convertidor responde con mayor frente a fallas asimétricas si se considera el dimensionamiento sin transformador, debido a que presenta más tensión en el lado de la red, y por lo tanto, los condensadores tienen más tensión para responder frente a las fallas.

## 7.3. Control del DFIG y el $M^3C$ bajo fallas asimétricas

La presencia de una falla asimétrica implica la presencia de señales eléctricas de secuencia positiva y negativa en el estator y en el rotor. Esto causa oscilaciones de segunda frecuencia en el torque, y las potencias activas y reactivas de estator, además de causar sobrecorrientes y sobretensiones en el rotor, y corrientes desbalanceadas, las que provocan calentamiento focalizado en la máquina y pulsaciones de torque.

La estrategia de control convencional puede controlar eventualmente la secuencia positiva de las señales, pero no controla adecuadamente las componentes de secuencia negativa. Esto principalmente a que los controladores deben ser sintonizados con mayores ganancias debido a la alta frecuencia de las componentes de secuencia negativa como se observa en la ecuación (7.16), y generalmente mayor ganancia conlleva fácilmente a la inestabilidad del sistema de control. Adicionalmente no se logra solucionar el problema de las oscilaciones de potencia y de torque.

Este problema se soluciona con la adición adecuada de corrientes de secuencia negativa, que logren mantener constante la potencia activa y reactiva, o bien reducir las oscilaciones de torque, reducir los desbalances de corrientes o las tensiones de rotor.

Para ello, se realiza un control en cada una de las secuencias de la máquina que logre controlar por separado las corrientes de secuencia negativa y secuencia positiva. Para ello se emplea el modelo de la máquina DFIG en secuencia positiva y en secuencia negativa, y se orienta el sistema de control en dichas secuencias respectivamente, en lo que se conoce como control vectorial dual.

Análogamente, el lado de la red también es implementado con este sistema de control vectorial dual, con algunas diferencias, en las que se mantiene la potencia constante, correspondiente a mantener constante la tensión media de los condensadores  $v_{c00}$  y constante la componente DC de la potencia reactiva.

### 7.3.1. Modelo de la máquina en secuencias y control

La tensión de estator bajo fallas asimétricas tiene una componente de secuencia positiva girando a  $\omega_s$  y de secuencia negativa girando a  $-\omega_s$ . De igual manera los flujos de la máquina, con la adición del flujo natural que no gira.

Las ecuaciones del DFIG se pueden referenciar a componentes de secuencia positiva y negativa en  $\alpha\beta$  y sumarse por linealidad para tener las señales de rotor.

De acuerdo con la teoría de componentes simétricos en  $\alpha\beta$ , se puede descomponer las señales eléctricas en secuencia positiva y negativa como:

$$F_{\alpha\beta}(t) = F_{\alpha\beta}^p(t) + F_{\alpha\beta}^n(t) \quad (7.36)$$

A su vez, se puede transformar la componente de secuencia positiva a ejes que giran a la velocidad de esa secuencia, lo que se denominará, ejes  $dq^+$ , análogamente la componente de secuencia negativa  $dq^-$ .

De acuerdo a las ecuaciones del DFIG referenciadas a ejes arbitrarios  $\delta\varepsilon$ , ecuaciones (2.20) y (2.21), consideramos la orientación de la máquina en el flujo de secuencia positiva que gira a  $\omega_e$  y en el flujo de secuencia negativa que gira a  $-\omega_e$ , se tiene:

$$\bar{v}_{rdq}^p = R_r \bar{i}_{rdq}^p + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{rdq}^p}{dt} + \frac{L_0}{L_s} \frac{d\bar{\psi}_{sdq}^p}{dt} + j(\omega_e - \omega_r) \left( \sigma L_r \bar{i}_{rdq}^p + \frac{L_0}{L_s} \bar{\psi}_{sdq}^p \right) \quad (7.37)$$

$$\bar{v}_{rdq}^n = R_r \bar{i}_{rdq}^n + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{rdq}^n}{dt} + \frac{L_0}{L_s} \frac{d\bar{\psi}_{sdq}^n}{dt} - j(\omega_e + \omega_r) \left( \sigma L_r \bar{i}_{rdq}^n + \frac{L_0}{L_s} \bar{\psi}_{sdq}^n \right) \quad (7.38)$$

$$\bar{v}_{sdq}^p = R_s \left( \frac{\bar{\psi}_{sdq}^p - L_0 \bar{i}_{rdq}^p}{L_s} \right) + j\omega_e \bar{\psi}_{sdq}^p + \frac{d\bar{\psi}_{sdq}^p}{dt} \quad (7.39)$$

$$\bar{v}_{sdq}^n = R_s \left( \frac{\bar{\psi}_{sdq}^n - L_0 \bar{i}_{rdq}^n}{L_s} \right) - j\omega_e \bar{\psi}_{sdq}^n + \frac{d\bar{\psi}_{sdq}^n}{dt} \quad (7.40)$$

Al igual que en el caso trifásico, Para lograr un adecuado control de corrientes de rotor, y que el convertidor pueda lograr sintetizar la sobretensión debida al flujo natural, se agrega como *feedforward* la componente derivada del flujo, que de manera algebraica se añade la tensión de estator.

$$\bar{v}_{rdq}^p = \left( R_r + R_s \frac{L_0^2}{L_s^2} \right) \bar{i}_{rdq}^p + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{rdq}^p}{dt} + j(\omega_e - \omega_r) \sigma L_r \bar{i}_{rdq}^p + \frac{L_0}{L_s} \left( \bar{v}_{sdq}^p - \frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_{sdq}^p - j\omega_r \bar{\psi}_{sdq}^p \right) \quad (7.41)$$

$$\bar{v}_{rdq}^n = \left( R_r + R_s \frac{L_0^2}{L_s^2} \right) \bar{i}_{rdq}^n + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{rdq}^n}{dt} - j(\omega_e + \omega_r) \sigma L_r \bar{i}_{rdq}^n + \frac{L_0}{L_s} \left( \bar{v}_{sdq}^n - \frac{R_s}{L_s} \bar{\psi}_{sdq}^n - j\omega_r \bar{\psi}_{sdq}^n \right) \quad (7.42)$$

Ahora bien, considerando que el convertidor requiere como referencia las tensiones del lado de la máquina  $v_{\alpha 0}$  y  $v_{\beta 0}$ . Con las mismas consideraciones de la sección (6.3.3), se tiene:

$$\frac{2}{\sqrt{3}\sqrt{6}}\bar{v}_{dq,0}^p = \left(R_r + R_s \frac{L_0^2}{L_s^2}\right)\bar{i}_{rdq}^p + \left(\sigma L_r + \frac{L_c}{3}\right)\frac{d\bar{i}_{rdq}^p}{dt} + j(\omega_e - \omega_r)\left(\sigma L_r + \frac{L_c}{3}\right)\bar{i}_{rdq}^p + \frac{L_0}{L_s}\left(\bar{v}_{sdq}^p - \frac{R_s}{L_s}\bar{\psi}_{sdq}^p - j\omega_r\bar{\psi}_{sdq}^p\right) \quad (7.43)$$

$$\frac{2}{\sqrt{3}\sqrt{6}}\bar{v}_{dq,0}^n = \left(R_r + R_s \frac{L_0^2}{L_s^2}\right)\bar{i}_{rdq}^n + \left(\sigma L_r + \frac{L_c}{3}\right)\frac{d\bar{i}_{rdq}^n}{dt} - j(\omega_e + \omega_r)\left(\sigma L_r + \frac{L_c}{3}\right)\bar{i}_{rdq}^n + \frac{L_0}{L_s}\left(\bar{v}_{sdq}^n - \frac{R_s}{L_s}\bar{\psi}_{sdq}^n - j\omega_r\bar{\psi}_{sdq}^n\right) \quad (7.44)$$

La inclusión del término  $\frac{2}{\sqrt{6}}$  se debe a que la tensión de estas ecuaciones se simula empleando la transformada invariante en magnitud, mientras que el modelo de tensión-corriente del  $M^3C$  está desarrollado con la transformada invariante en potencia.

Con esto se diseñan los controladores, considerando los términos cruzados y las realimentaciones de la derivada del flujo como *feedforward*.

La secuencia positiva de las señales eléctricas de rotor giran a  $\omega_e - \omega_r$ , mientras que las señales eléctricas de secuencia negativa giran a  $\omega_e + \omega_r$ , por lo que es posible el empleo de un filtro notch en ejes dq (Notch sincrónico) para separar dichas secuencias, debido a que tienen valores de frecuencias muy separadas debido al bajo deslizamiento de la máquina (secuencia positiva en torno a 15 Hz y la secuencia negativa en torno a 85 Hz) por lo tanto las características de desplazamiento de fase y magnitud no se ven afectadas.

### 7.3.2. Potencias de estator y referencia de corrientes

Las estrategias de control vectorial dual se configuran en diversas estrategias que permiten minimizar las oscilaciones de potencia activa, el valor de la potencia reactiva, o bien minimizar el torque, o las corrientes desbalanceadas por estator. La estrategia implementada en la presente memoria consiste en la minimización de oscilaciones de potencia activa y reactiva, para mantener la potencia constante durante la falla y controlar la potencia reactiva inyectada a la red.

Para lograr esto, como se ha estudiado, las corrientes y tensiones son separadas en sus componentes de secuencia, y se controlan las componentes de las corrientes de rotor para lograr el objetivo de minimización.

Las potencias instantáneas activas y reactivas en  $\alpha\beta$  son:

$$\begin{bmatrix} p_s \\ q_s \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_{s\alpha}i_{s\alpha} + v_{s\beta}i_{s\beta} \\ v_{s\beta}i_{s\alpha} - v_{s\alpha}i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (7.45)$$

Dónde se separan las componentes de secuencia positiva y negativa como:

$$\begin{bmatrix} v_{s\alpha} \\ v_{s\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{s\alpha}^p + v_{s\alpha}^n \\ v_{s\beta}^p + v_{s\beta}^n \end{bmatrix} \quad (7.46)$$

Y transformando las componentes  $\alpha\beta^p$  en  $dq^p$ , y  $\alpha\beta^n$  en  $dq^n$ , se tiene que la potencia activa de estator puede ser descompuesta como:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} p_s \\ q_s \end{bmatrix} &= \frac{3}{2} \left( \begin{bmatrix} v_{sd}^p i_{sd}^p + v_{sq}^p i_{sq}^p + v_{sd}^n i_{sd}^n + v_{sq}^n i_{sq}^n \\ v_{sq}^p i_{sd}^p - v_{sd}^p i_{sq}^p + v_{sq}^n i_{sd}^n - v_{sd}^n i_{sq}^n \end{bmatrix} \right. \\ &\quad + \sin 2\theta_s \begin{bmatrix} v_{sd}^p i_{sq}^n - v_{sq}^p i_{sd}^n + v_{sq}^n i_{sd}^p - v_{sd}^n i_{sq}^p \\ v_{sd}^p i_{sd}^n + v_{sq}^p i_{sq}^n + v_{sd}^n i_{sd}^p - v_{sq}^n i_{sq}^p \end{bmatrix} \\ &\quad \left. + \cos 2\theta_s \begin{bmatrix} v_{sd}^p i_{sd}^n + v_{sq}^p i_{sq}^n + v_{sd}^n i_{sd}^p + v_{sq}^n i_{sq}^p \\ v_{sd}^p i_{sq}^n - v_{sq}^p i_{sd}^n + v_{sd}^n i_{sq}^p - v_{sq}^n i_{sd}^p \end{bmatrix} \right) \end{aligned} \quad (7.47)$$

Es decir:

$$P_s = P_{s0} + P_{s \sin} \sin(2\omega_s t) + P_{s \cos} \cos(2\omega_s t) \quad (7.48)$$

$$Q_s = Q_{s0} + Q_{s \sin} \sin(2\omega_s t) + Q_{s \cos} \cos(2\omega_s t) \quad (7.49)$$

Las potencias poseen componentes de segunda frecuencia de la red debido a las componentes de segunda potencia. Se tiene en consecuencia 6 variables ( $P_{s0}$ ,  $Q_{s0}$ ,  $P_{s \sin}$ ,  $P_{s \cos}$ ) y sólo cuatro variables de control ( $i_{rd}^p$ ,  $i_{rd}^n$ ,  $i_{rq}^p$ ,  $i_{rq}^n$ ). Por lo tanto se escoge controlar la componente DC de la potencia activa y reactiva ( $P_{s0}$ ,  $Q_{s0}$ ) y las componentes oscilatorias de la potencia activa para eliminar dicha oscilación ( $P_{s \sin}$ ,  $P_{s \cos}$ ).

$$\begin{bmatrix} P_{s0} \\ Q_{s0} \\ P_{s \sin} = 0 \\ P_{s \cos} = 0 \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} v_{sd}^p & v_{sq}^p & v_{sd}^n & v_{sq}^n \\ v_{sq}^p & -v_{sd}^n & v_{sq}^n & -v_{sd}^p \\ v_{sd}^n & v_{sq}^p & v_{sd}^p & v_{sq}^n \\ v_{sq}^n & -v_{sd}^p & -v_{sq}^p & v_{sd}^n \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{sd}^p \\ i_{sq}^p \\ i_{sd}^n \\ i_{sq}^n \end{bmatrix} \quad (7.50)$$

Definiendo:

$$\begin{aligned} A &= (v_{sd}^p + v_{sq}^n) - (v_{sd}^n + v_{sq}^p) \\ B &= (v_{sd}^p + v_{sq}^n) + (v_{sd}^n + v_{sq}^p) \end{aligned} \quad (7.51)$$

Y considerando que el control se realiza sobre las corrientes de rotor, se refiere a estas como:



$$\bar{i}_{rdq} = \frac{\bar{\psi}_{sdq}}{L_0} - \frac{L_s}{L_0} \bar{i}_{sdq} \quad (7.52)$$

Una simplificación puede hacerse si se considera que por orientación del flujo en estado estacionario, la tensión de estator tiene componente nula en el eje d (de secuencia positiva), además de considerar el flujo en estado estacionario y desbalance asimétrico (7.3), la corriente de rotor se puede escribir como:

$$\begin{bmatrix} i_{rd}^p \\ i_{rq}^p \\ i_{rd}^n \\ i_{rq}^n \end{bmatrix} = \frac{1}{\omega_s L_0} \begin{bmatrix} v_{sq}^p \\ -v_{sd}^p \\ -v_{sq}^n \\ v_{sd}^n \end{bmatrix} - \frac{L_s}{L_0} \begin{bmatrix} i_{sd}^p \\ i_{sq}^p \\ i_{sd}^n \\ i_{sq}^n \end{bmatrix} \quad (7.53)$$

Por lo que finalmente, las referencias de corrientes para este esquema de control son:

$$\begin{bmatrix} i_{rd}^{p*} \\ i_{rq}^{p*} \\ i_{rd}^{n*} \\ i_{rq}^{n*} \end{bmatrix} = -\frac{2 L_s P_{s0}}{3 L_0 A} \begin{bmatrix} v_{sd}^p \\ v_{sq}^p \\ -v_{sd}^n \\ -v_{sq}^n \end{bmatrix} - \frac{2 L_s Q_{s0}}{3 L_0 B} \begin{bmatrix} v_{sq}^p \\ -v_{sd}^p \\ v_{sq}^n \\ -v_{sd}^n \end{bmatrix} + \frac{1}{\omega_s L_0} \begin{bmatrix} v_{sq}^p \\ -v_{sd}^p \\ -v_{sq}^n \\ v_{sd}^n \end{bmatrix} \quad (7.54)$$

Esta ecuación es usada para el cálculo de la corriente de referencia, la separación de componentes de la tensión de estator es simulada empleando DSC [107], de la misma forma que es usada para el control del lado de la red. Los valores de potencia activa  $P_{s0}$  y  $Q_{s0}$  son obtenidos según los requerimientos de red de cada sistema eléctrico de potencia.

### 7.3.3. Control de lado de la red del $M^3C$ bajo fallas asimétricas

La estrategia de control vectorial dual es de igual forma empleada para el lado de la red. Se debe notar que el sistema de control de corrientes debe entregar las tensiones del lado de la red del convertidor, en su circuito equivalente  $v_{0\alpha}$  y  $v_{0\beta}$ .

De acuerdo al circuito equivalente del lado de la red (3.14), y empleando la descomposición en secuencias, junto con transformar a ejes  $dq^p$  y  $dq^n$  con el mismo procedimiento anterior se tiene:

$$\begin{aligned} -v_{gdq}^p &= \frac{1}{\sqrt{3}} \bar{v}_{0,dq}^p + \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \bar{i}_{gdq}^p + j\omega_g \frac{L_c}{3} \bar{i}_{gdq}^p \\ -v_{gdq}^n &= \frac{1}{\sqrt{3}} \bar{v}_{0,dq}^n + \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \bar{i}_{gdq}^n - j\omega_g \frac{L_c}{3} \bar{i}_{gdq}^n \end{aligned} \quad (7.55)$$

Es decir:

$$\begin{aligned}\frac{1}{\sqrt{3}}\bar{v}_{0,dq}^p &= -v_{gdq}^p - \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \bar{i}_{gdq}^p - j\omega_g \frac{L_c}{3} \bar{i}_{gdq}^p \\ \frac{1}{\sqrt{3}}\bar{v}_{0,dq}^n &= -v_{gdq}^n - \frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \bar{i}_{gdq}^n + j\omega_g \frac{L_c}{3} \bar{i}_{gdq}^n\end{aligned}\quad (7.56)$$

De manera que se sintonizan los controles (4 controles PI para las dos secuencias) con las plantas:

$$\begin{aligned}\frac{1}{\sqrt{3}}\bar{v}_{0,dq}^p &= -\frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \bar{i}_{gdq}^p \\ \frac{1}{\sqrt{3}}\bar{v}_{0,dq}^n &= -\frac{L_c}{3} \frac{d}{dt} \bar{i}_{gdq}^n\end{aligned}\quad (7.57)$$

Y los demás términos son añadidos como *feedforward*.

Se debe considerar que como las ecuaciones de tensión-corriente de la  $M^3C$  están referidas a la transformada  $\alpha\beta 0$  invariante en potencia, se trabaja con esta misma transformada las ecuaciones de la red.

Por otro lado, para la simulación presentada en la presente memoria, la red presenta tensiones de secuencia cero. Para que el convertidor compense dichas tensiones, basta usar la ecuación (3.10). Considerando que no existe conexión para la corriente  $i_{00}$ , además de que no existe tensión de secuencia cero en el rotor del DFIG. De manera que la tensión de secuencia 0 de la red se expresa en la tensión  $v_{00}$  del convertidor en  $\alpha\beta 0^2$  como:

$$v_{00} = -\sqrt{3}v_{g0} \quad (7.58)$$

## Referencias de corriente

La referencia de corrientes se calcula de acuerdo al mismo procedimiento que para el lado del rotor, teniéndose las mismas componentes de segunda frecuencia en el lado de la red. En genera  $\omega_g = \omega_s$ , y  $v_g$  depende de la presencia de transformador o no de rotor.

$$\begin{bmatrix} P_{g0} \\ Q_{g0} \\ P_g \sin = 0 \\ P_g \cos = 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{gd}^p & v_{gq}^p & v_{gd}^n & v_{gq}^n \\ v_{gq}^p & -v_{gd}^n & v_{gq}^n & -v_{gd}^p \\ v_{gd}^n & v_{gq}^n & v_{gd}^p & v_{gq}^p \\ v_{gq}^n & -v_{gd}^p & -v_{gq}^p & v_{gd}^n \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{gd}^p \\ i_{gq}^p \\ i_{gd}^n \\ i_{gq}^n \end{bmatrix} \quad (7.59)$$

De manera que:

$$\begin{bmatrix} i_{gd}^{p*} \\ i_{gq}^{p*} \\ i_{gd}^{n*} \\ i_{gq}^{n*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{gd}^p & v_{gq}^p & v_{gd}^n & v_{gq}^n \\ v_{gq}^p & -v_{gd}^n & v_{gq}^n & -v_{gd}^n \\ v_{gd}^n & v_{gq}^n & v_{gd}^p & v_{gq}^p \\ v_{gq}^n & -v_{gd}^n & -v_{gq}^p & v_{gd}^p \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{g0} \\ Q_{g0} \\ P_g \sin = 0 \\ P_g \cos = 0 \end{bmatrix} \quad (7.60)$$

Son las referencias de corriente para el control vectorial dual en el lado de la red del  $M^3C$ .

## 7.4. Esquemas de protección frente a fallas mediante crowbar

Los problemas descritos frente a caídas de tensión simétricas y asimétricas en DFIG, generan sobrecorrientes debido a la elevada sobretensión y la capacidad baja del convertidor de dichas tensiones. Se ha estudiado que el convertidor  $M^3C$  es capaz de entregar una mayor tensión en el rotor comparado con los convertidores tradicionales, y dependiendo de la razón de transformación del DFIG ( $k_{DFIG}$ ), de la presencia de transformador en el rotor, y el deslizamiento, en fallas simétricas el convertidor es capaz de soportar toda la sobretensión de rotor, y mantener controlada, en consecuencia, las corrientes de rotor (y en consecuencia las corrientes de estator y entrega de reactivos a la red).

Sin embargo, en los casos de fallas asimétricas, o que la razón de transformación sea mayor (equivalente a un convertidor conectado con transformador), el convertidor no puede entregar la totalidad de la tensión, por que se requiere estrategias de protección del generador para el cumplimiento LVRT, la más usual, el *crowbar*.

En un principio, la protección de los generadores consistía en cortocircuitar los bornes de rotor, logrando tensión cero en el rotor y desconectando el convertidor del rotor, lo que protegía el mismo. Sin embargo esto genera grandes corrientes en el rotor, las que no son controladas, lo que produce elevados torques, y elevadas corrientes de estator, además de no responder a la falla.

La estrategia de *crowbar* consiste en conectar resistencias pequeñas en el rotor, de manera que la corriente no sea tan elevada, además previene sobrevoltajes en el rotor. En un comienzo, el *crowbar* era activado por medio de tiristores, por lo que no se disponía de control para su desactivación (se puede retomar el control de un tiristor cuando la corriente que pasa por el se hace nula), y rápida actuación del control del convertidor, llegando a estar activado incluso en la totalidad de la falla. Una estrategia más moderna es la implementación de *Crowbar* activo, mediante switches controlables unidireccionales y un puente de diodos, como se muestra en la figura (7.23).

El *crowbar* se activa cuando se detecta una condición anómala, como sobrecorrientes en el rotor, caída de tensión o elevación de la tensión del condensador DC link (en los convertidores tradicionales).

Debido a que las exigencias de la red en términos de LVRT requiere un rápido control de la máquina, inyección de reactivos en la falla, y mantener la máquina conectada durante

la falla, la estrategia de control con crowbar modelada en la presente memoria consistirá en mantener conectado el convertor, mientras el crowbar se activa, de manera que limita la tensión al máximo que puede dar el convertor. Debido a que la tensión del convertor es mayor, las corrientes serán menores, más atenuadas y la resistencia de crowbar puede ser mayor.

El crowbar previene sobretensiones en el rotor, provee un camino de baja impedancia para la corriente, que no pasa al convertor, manteniendo la tensión de rotor en valores soportables por el convertor.

Como se estudió en la figura (6.1), el modelo equivalente del rotor, el crowbar, cuando se encuentra activado, se presenta como un divisor de tensión, donde la tensión en el convertor es una fracción de la sobretensión del rotor, debido a la mayor corriente por el rotor. Esto se muestra en la figura (7.24)

### 7.4.1. Dimensionamiento del crowbar

El esquema de protección con crowbar dispone de dos parámetros que deben ser escogidos adecuadamente, la resistencia del *crowbar* y el periodo de conexión.

Para la resistencia del crowbar se puede deducir su efecto, según la figura (7.24), descrito por la ecuación:

$$\bar{v}_{r\alpha\beta}^r = \bar{v}_{r0}^r + (R_r + R_{cb})\bar{i}_{r\alpha\beta}^r + \sigma L_r \frac{d\bar{i}_{r\alpha\beta}^r}{dt} \quad (7.61)$$

Por lo que:

- Una resistencia baja permite mantener una muy baja tensión en los terminales de rotor, un rápido decaimiento del flujo natural según la ecuación (6.22). Sin embargo genera elevadas corrientes en el rotor, elevados peak de torque, y elevadas corrientes de estator
- Una mayor resistencia de crowbar permite una mejor amortiguación en las corrientes, menor constante de tiempo ( $\tau_r = \frac{\sigma L_r}{(R_{cb} + R_r)}$ ), en consecuencia, mejores amortiguaciones y menores peaks en torque y corrientes de estator. Sin embargo, el flujo natural se mantiene por más tiempo y las tensiones de rotor en consecuencia son más elevadas y un convertor tradicional puede saturarse o generar sobrecorrientes. Debido a que el convertor  $M^3C$  permite mayor capacidad de tensión en el rotor, la resistencia puede ser mayor.

Para el dimensionamiento del valor del Crowbar, el modelo descrito en la figura (3.3) es útil. Sin embargo, dado la complejidad del modelo, de la tensión de rotor generada, ciertas simplificaciones son consideradas. Entre ellas, suponer bajos los valores de la impedancia de rotor, baja resistencia de estator, suponer constante el deslizamiento durante la falla, entre otros detallados en [108].

Considerando esto, se calcula de la ecuación diferencial la corriente máxima de rotor, y de los supuestos:

$$v_{r,max}^r \approx R_{cb} i_{r,max}^r \quad (7.62)$$

La estrategia de protección requiere que la tensión en el rotor se mantenga en los límites de la capacidad del convertidor, por lo que se impone:

$$v_{r,max,M3C} \leq v_{r,max} \approx R_{cb} i_{r,max}^r \quad (7.63)$$

Lo que se obtiene como aproximación un valor de la resistencia en (con valores peak to peak) [108]:

$$R_{cb}^{AC} \leq \frac{v_{r,max,M3C} \cdot \omega_s L'_s}{\sqrt{1,6V_s^2 - v_{r,max,M3C}^2}} \quad (7.64)$$

Dónde  $L'_s = L_s + L_r L_0 / (L_r + L_0)$ .

Debido a que el modelo presenta un *crowbar* en AC, el dimensionamiento para el *crowbar* activo considera pasar el valor al lado DC del rectificador, considerando el primer armónico de corriente en el lado AC, y despreciando los demás armónicos, la resistencia del *crowbar* es equivalente sí:

$$R_{cb}^{DC} = \frac{\pi^2}{6} R_{cb}^{AC} \quad (7.65)$$

Por lo tanto, lo anterior queda como:

$$R_{cb} \leq \frac{\pi^2}{6} \cdot \frac{v_{r,max,M3C} \cdot \omega_s L'_s}{\sqrt{1,6V_s^2 - v_{r,max,M3C}^2}} \quad (7.66)$$

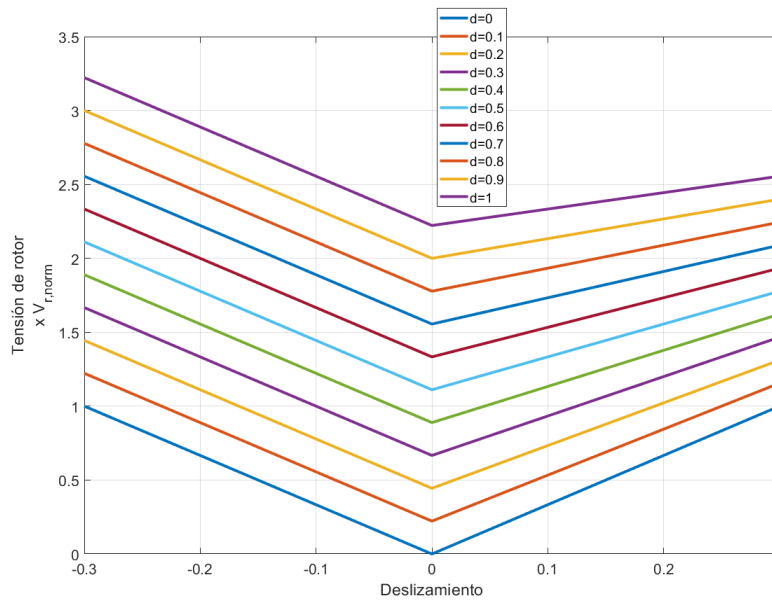
Debido a la cantidad de simplificaciones, el *crowbar* se sintoniza mediante simulaciones o ensayo y error hasta encontrar el valor adecuado de acuerdo a criterios como máxima corriente de rotor, máximo torque o dinámica de la evolución del flujo natural [109]. El valor anterior puede ser usado como punto de partida.

Se puede observar en la figura (7.25) por ejemplo, para una falla trifásica total con transformador en el rotor, según los perfiles estudiados el dimensionamiento de un *crowbar* según la ecuación (7.66). El valor de la resistencia para el convertidor  $M^3C$  resulta de un mayor valor,

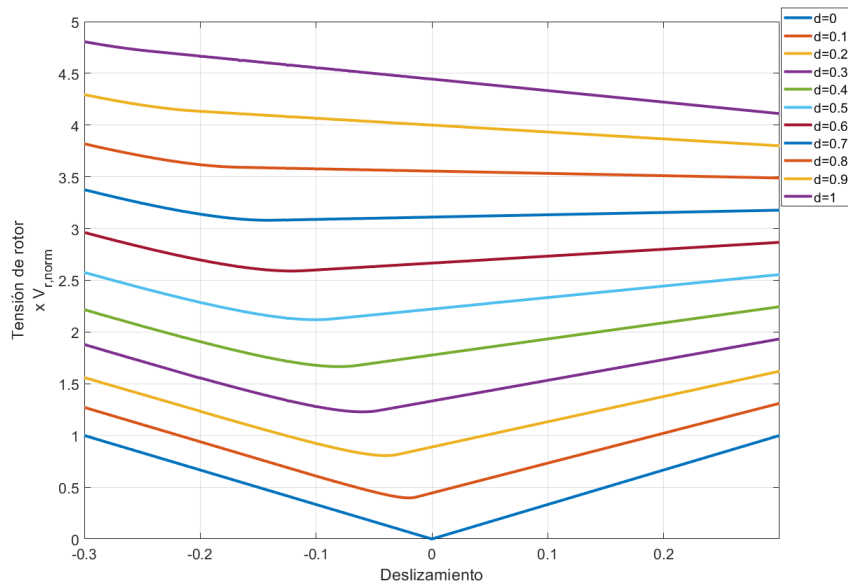
lo que proporciona menores corrientes de rotor, mejor dinámica en las corrientes de estator y rotor, y menor peak en el torque, durante la falla.

Debido a que el convertidor proporciona mayor tensión de manera dinámica, es decir, proporciona mayor tensión según más grande es la caída de tensión, la resistencia de *crowbar* en consecuencia se puede necesitar una resistencia entre el valor normal de tensión de rotor y el valor máximo de tensión del  $M^3C$  en falla total. Otra opción interesante sería emplear modulación PWM en el IGBT del *crowbar* para variar la resistencia como en [110]. El *crowbar* en el caso de fallas asimétricas puede permanecer conectado hasta que el flujo natural alcanza un valor aceptable (desmagnetizar), y en consecuencia la tensión de rotor se mantiene en niveles aceptables para el convertidor.

En el caso de fallas asimétricas, el flujo natural sigue la misma dinámica, y el *crowbar* puede proteger la sobretensión por este flujo, sin embargo, cuando el flujo natural decae, se mantiene el flujo en secuencia negativa de manera permanente mientras dure la falla, por lo que es posible que el sistema de *crowbar* no sea capaz de controlar las corrientes debido a la sobretensión por secuencia negativa, sin embargo, de menor valor que con flujo natural.

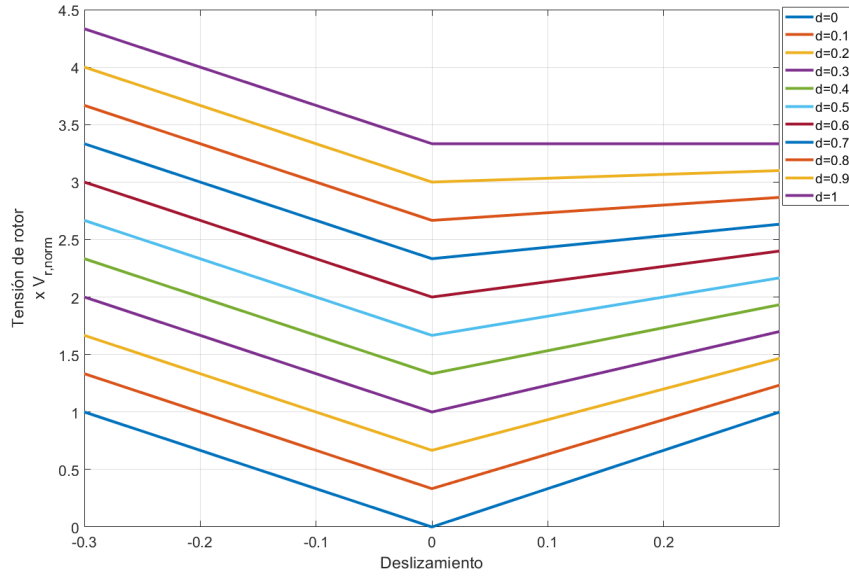


(a) Sin flujo natural

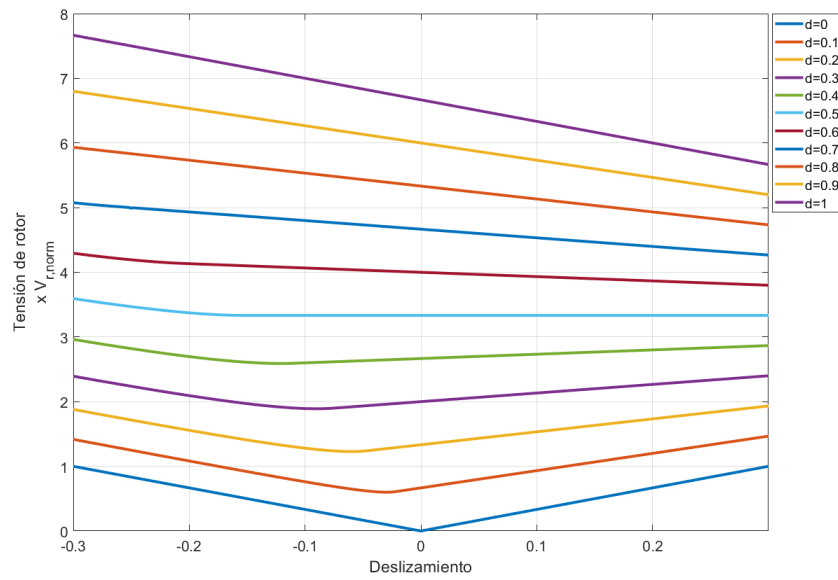


(b) Con flujo natural

Figura 7.1: Tensiones máximas de rotor frente a una falla monofásica, considerando y sin considerar flujo natural.



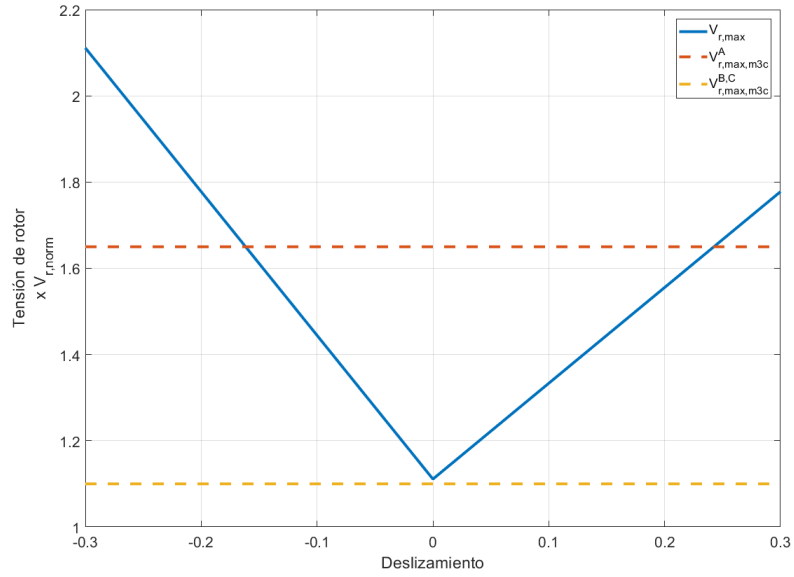
(a) Sin flujo natural



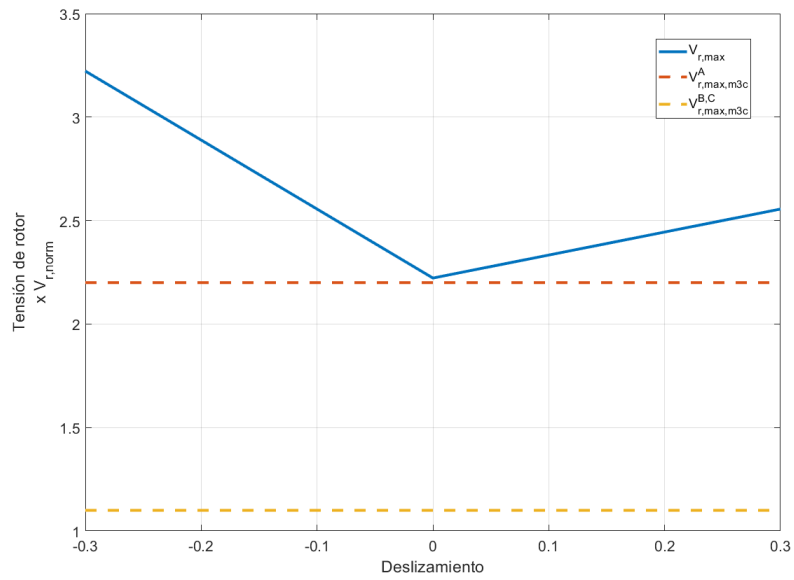
(b) Con flujo natural

Figura 7.2: Tensiones máximas de rotor frente a una falla bifásica, considerando y sin considerar flujo natural.



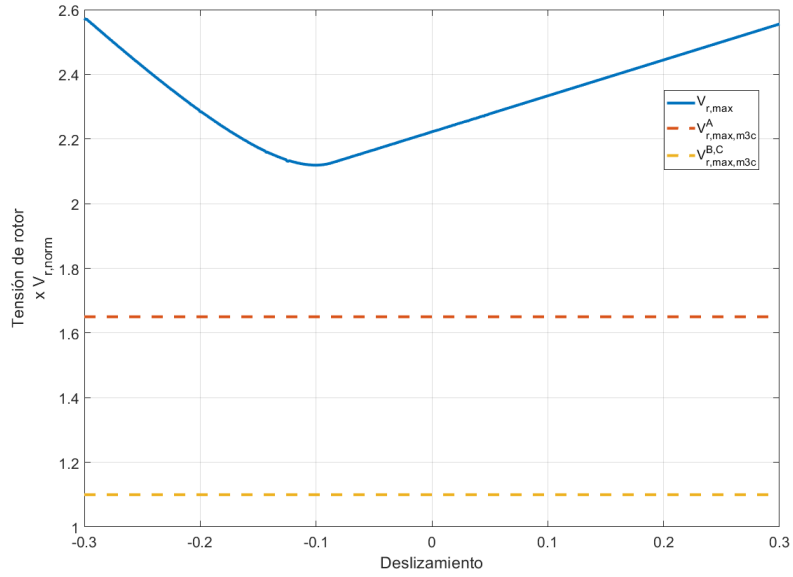


(a)  $d = 0,5$

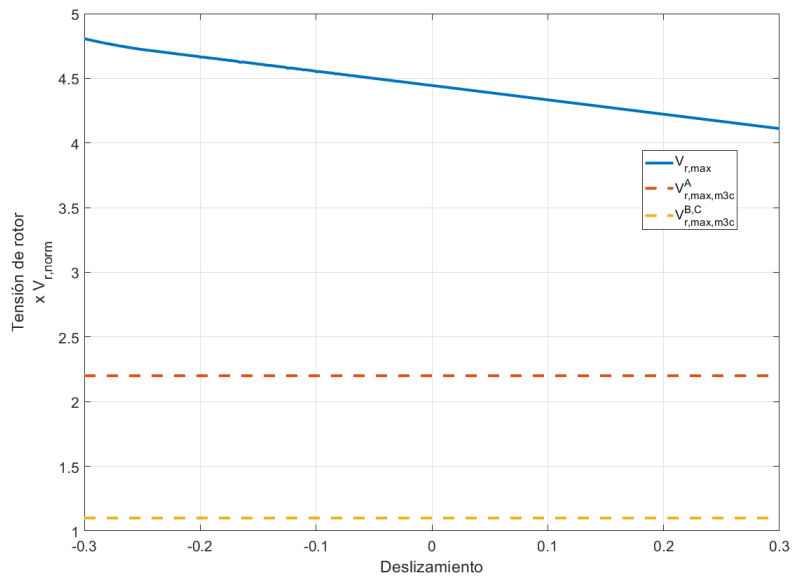


(b)  $d = 1$

Figura 7.3: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas sin flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .

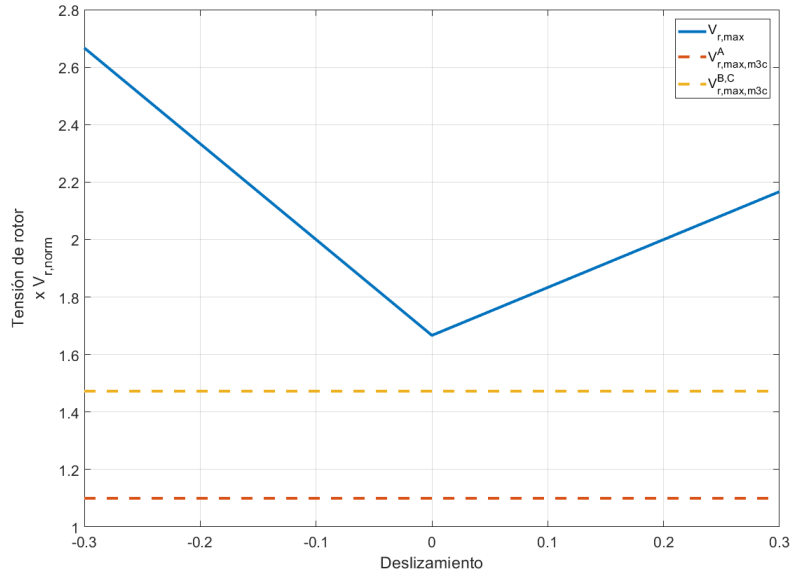


(a)  $d = 0,5$

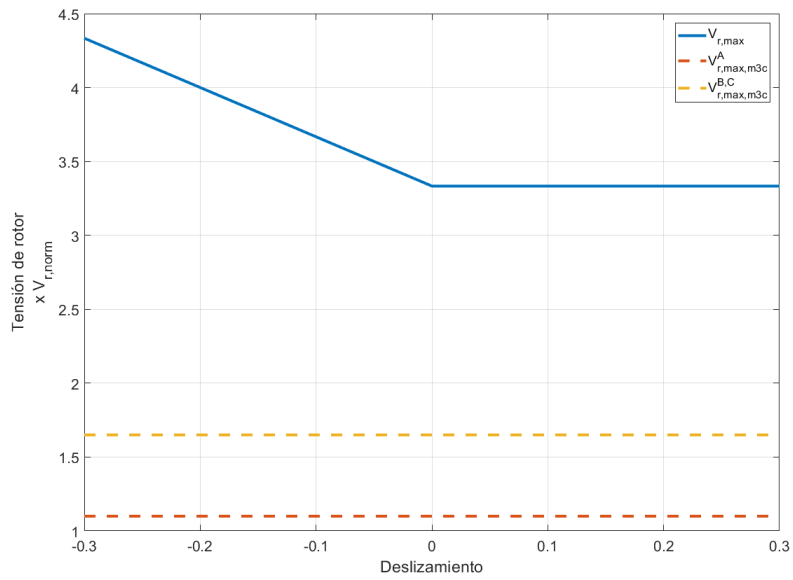


(b)  $d = 1$

Figura 7.4: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas con flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .

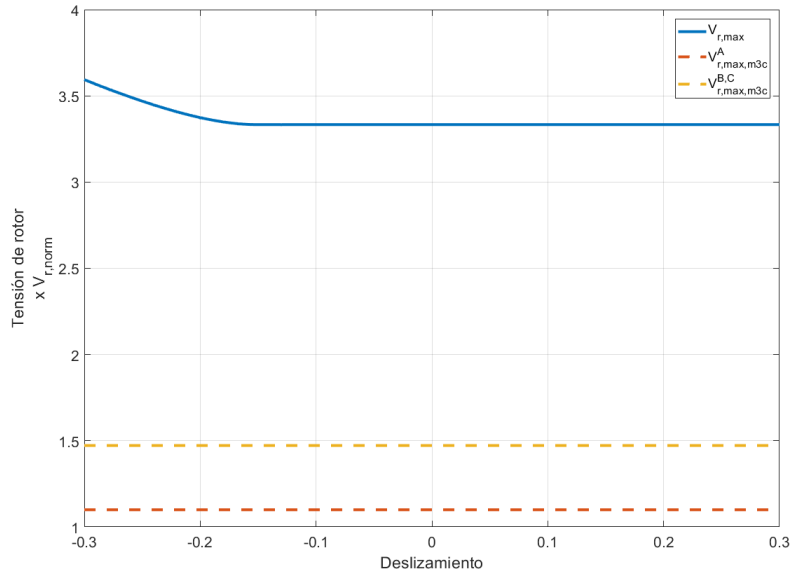


(a)  $d = 0,5$

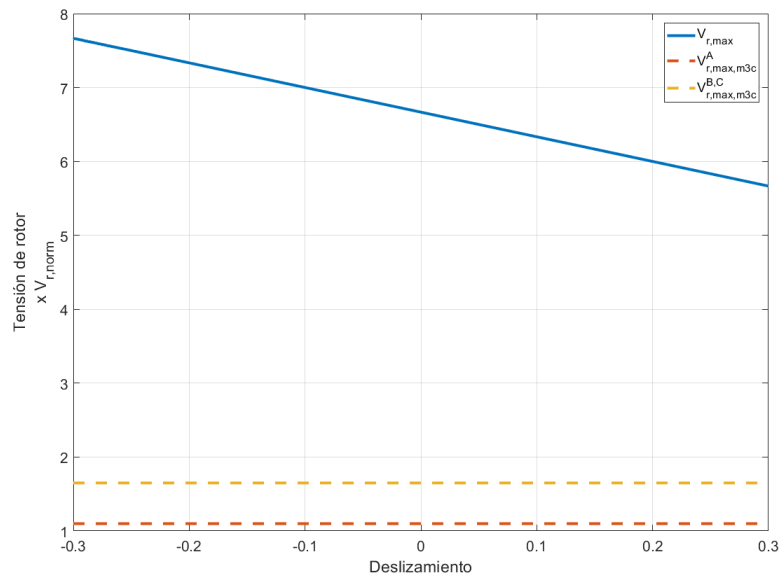


(b)  $d = 1$

Figura 7.5: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas sin flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .

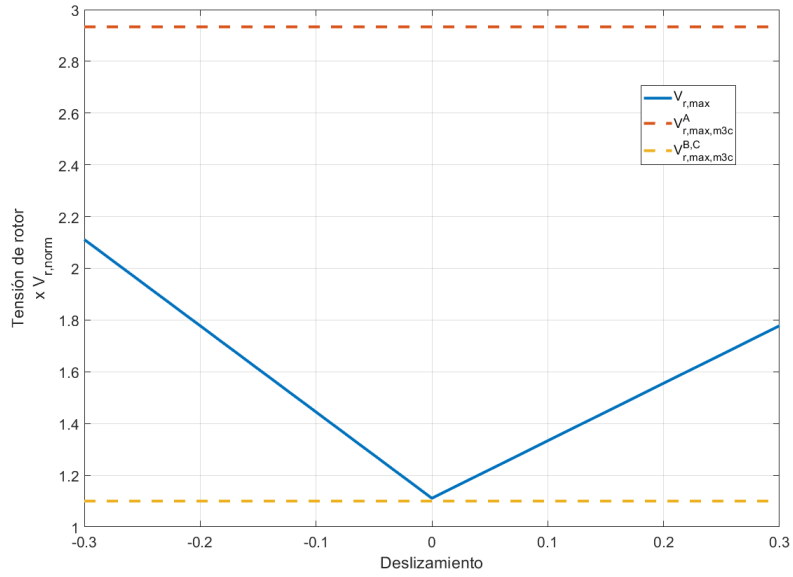


(a)  $d = 0,5$

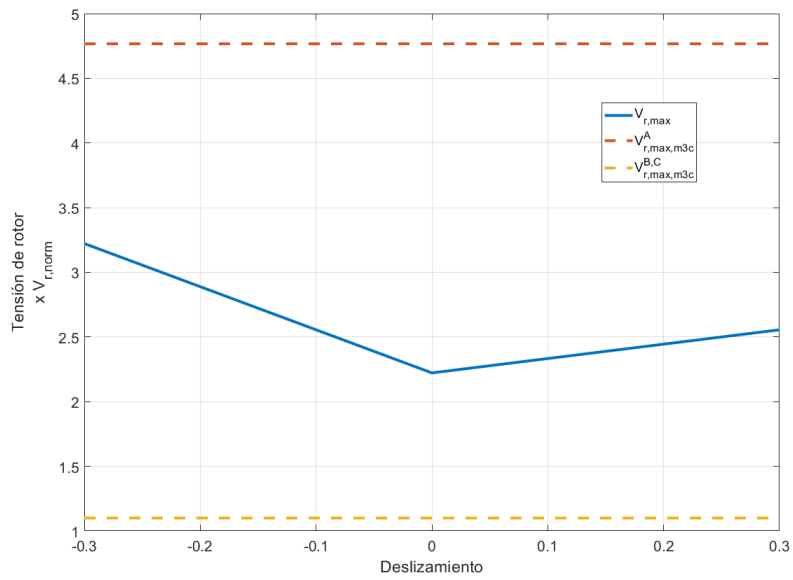


(b)  $d = 1$

Figura 7.6: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas con flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .

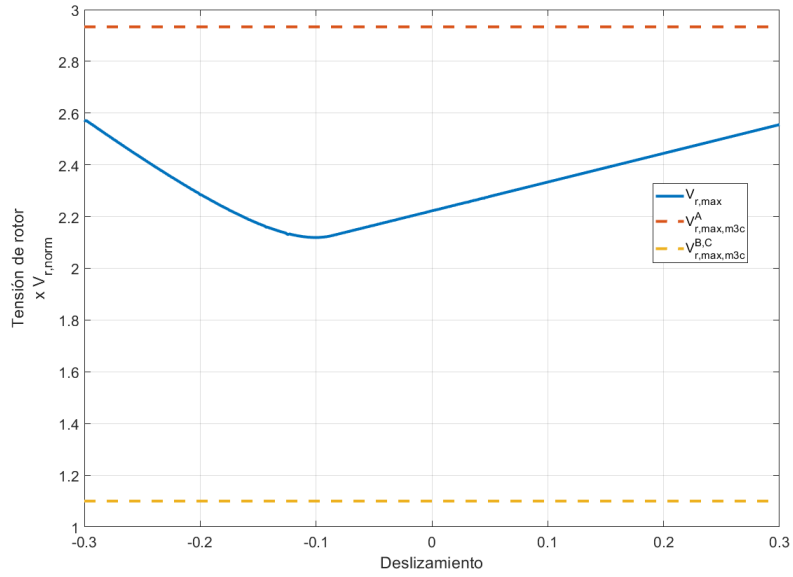


(a)  $d = 0,5$

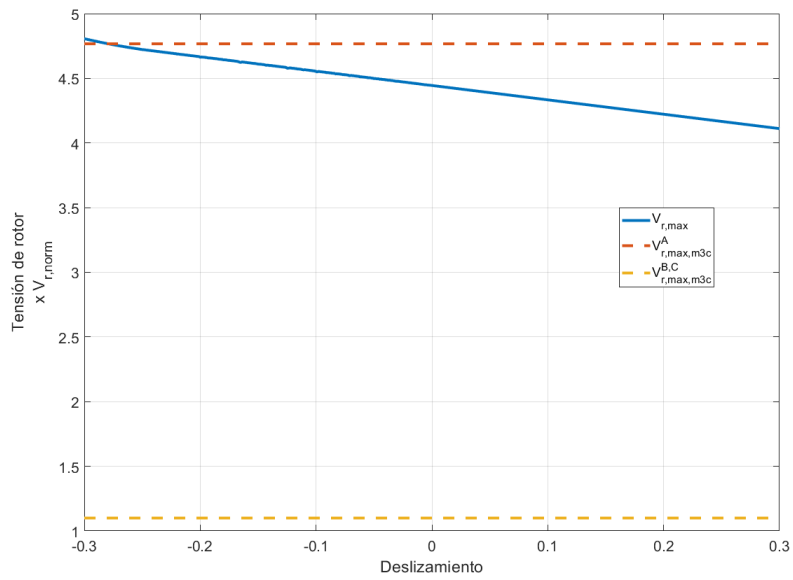


(b)  $d = 1$

Figura 7.7: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas sin flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .

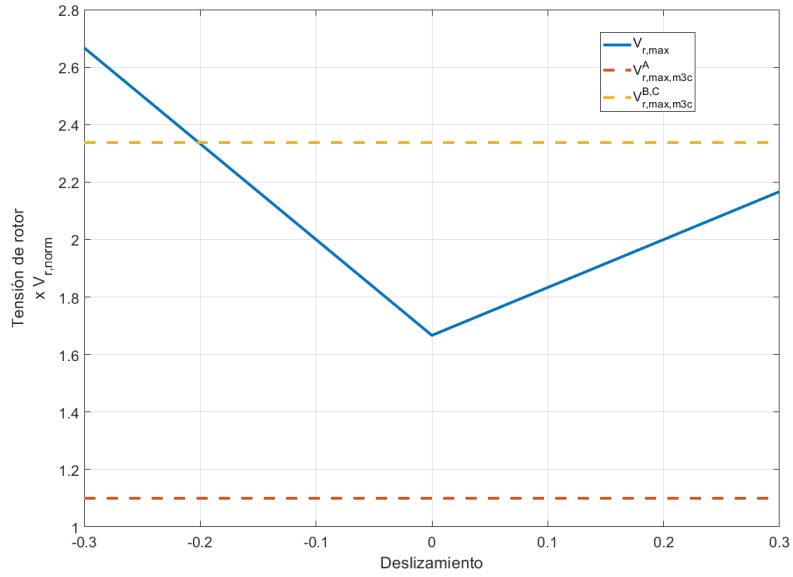


(a)  $d = 0,5$

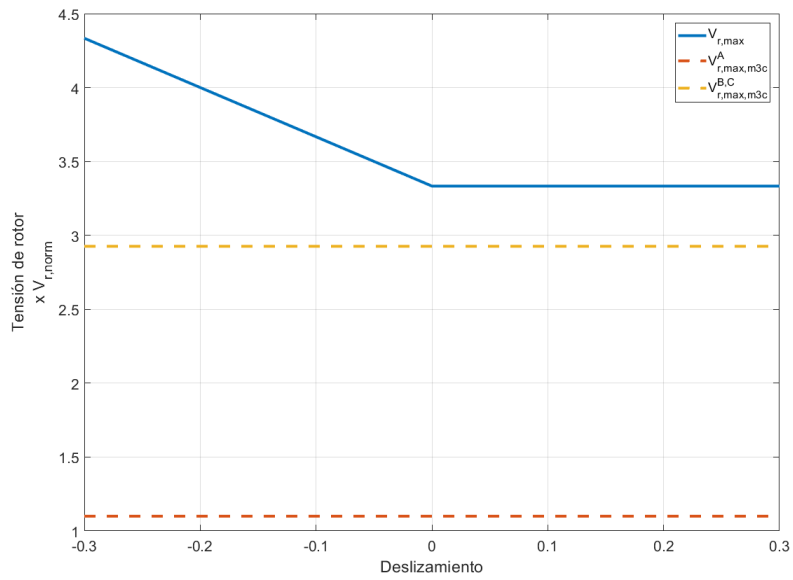


(b)  $d = 1$

Figura 7.8: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas monofásicas con flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .

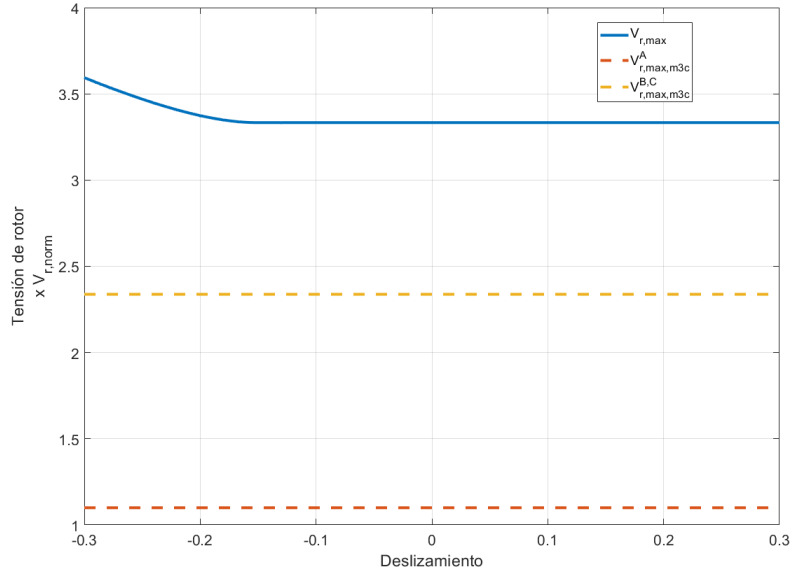


(a)  $d = 0,5$

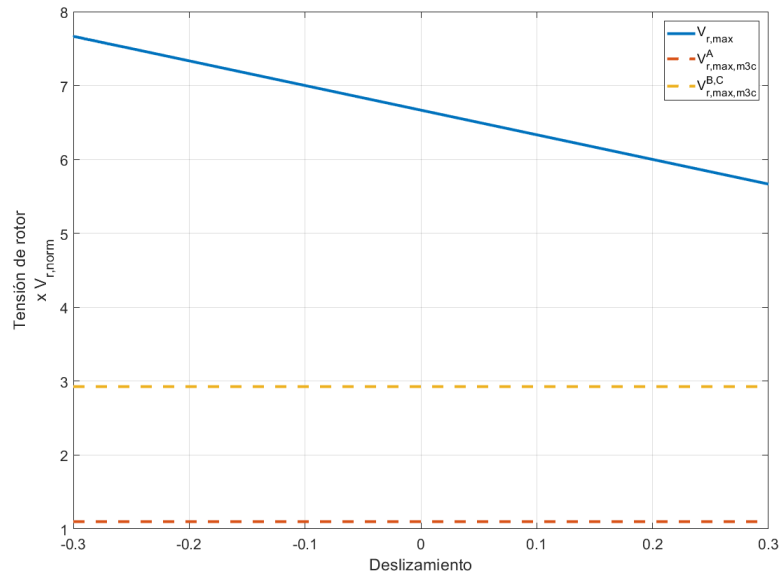


(b)  $d = 1$

Figura 7.9: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas sin flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .



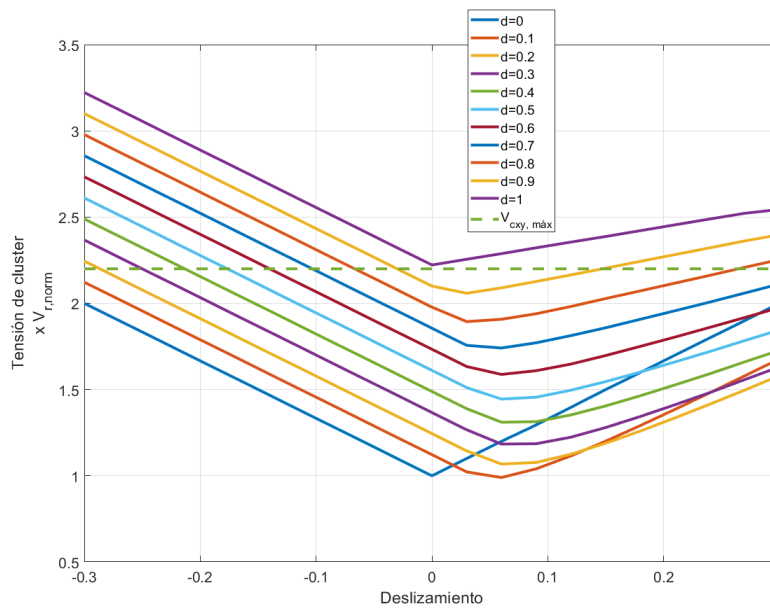
(a)  $d = 0,5$



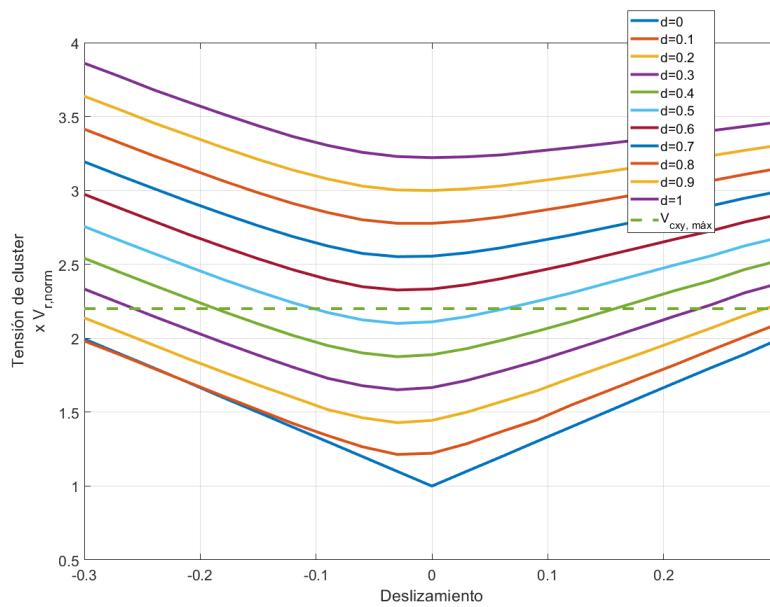
(b)  $d = 1$

Figura 7.10: Tensiones máxima de rotor y del convertor en el lado del rotor para fallas bifásicas con flujo natural y profundidades  $d = 0,5$  y  $d = 1$ .



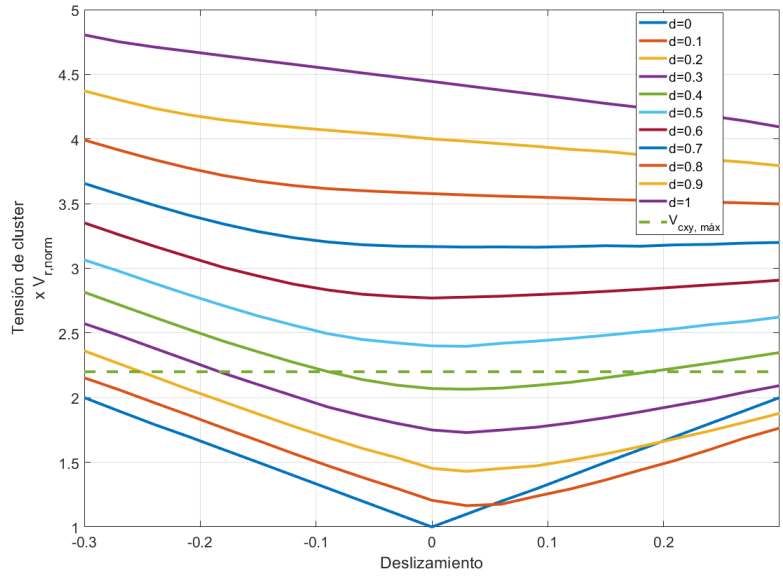


(a) cluster fase a.

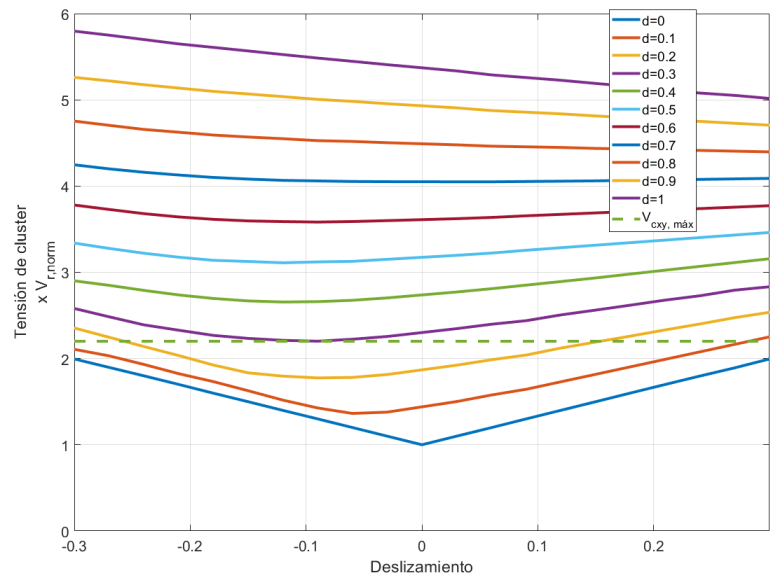


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.11: Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural nulo, considerando transformador.

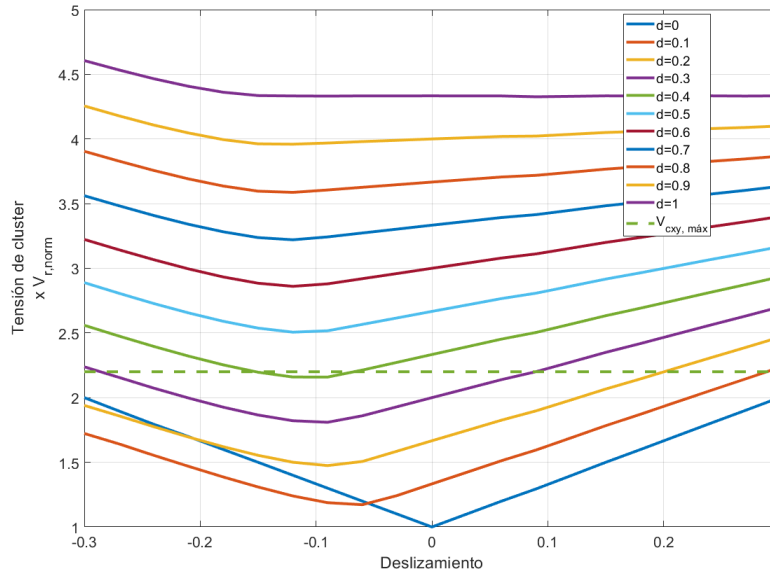


(a) cluster fase a.

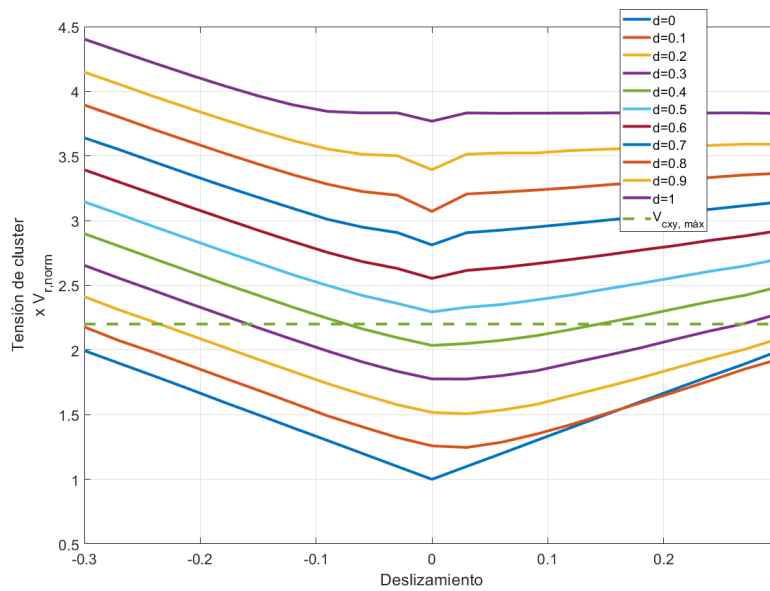


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.12: Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural, considerando transformador.

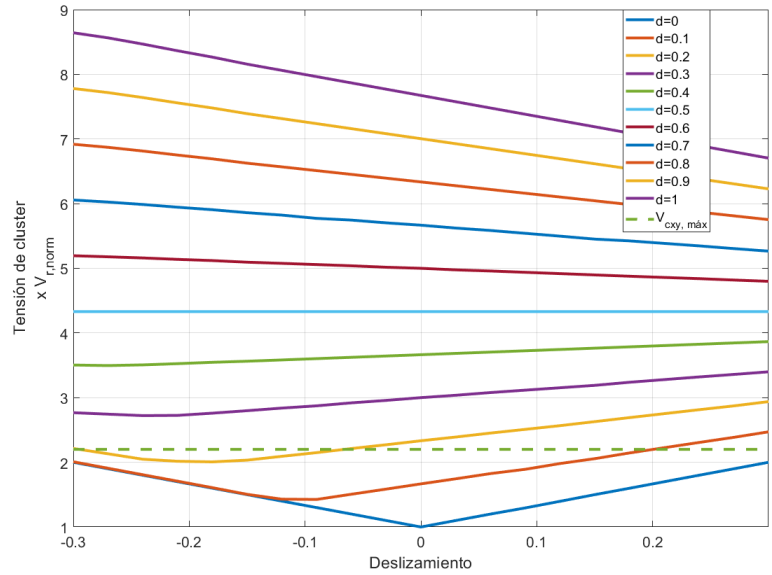


(a) cluster fase a.

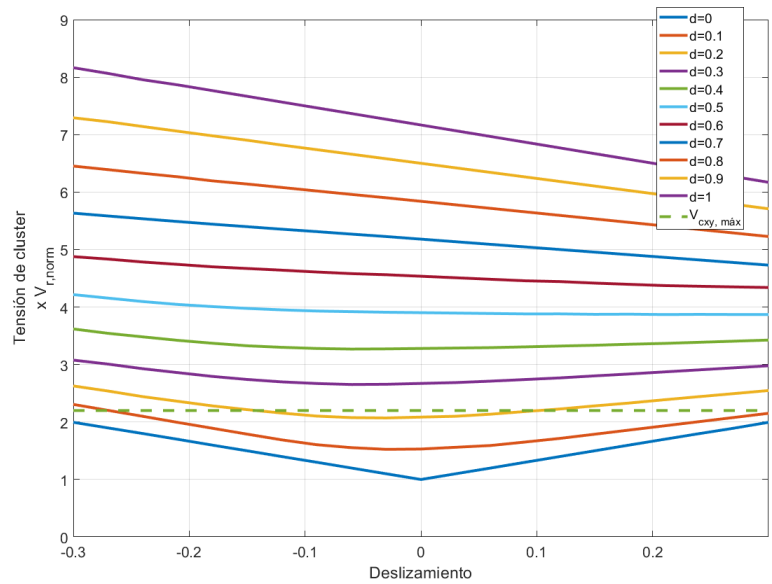


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.13: Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural nulo, considerando transformador.

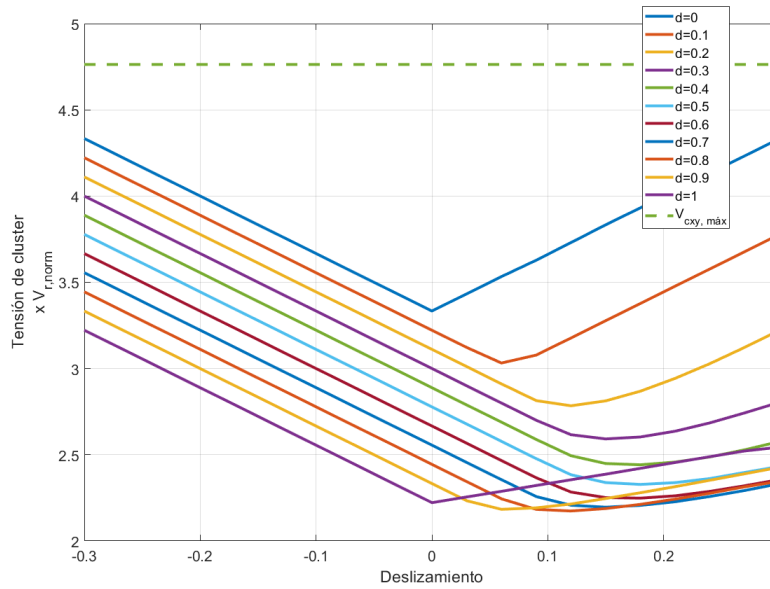


(a) cluster fase a.

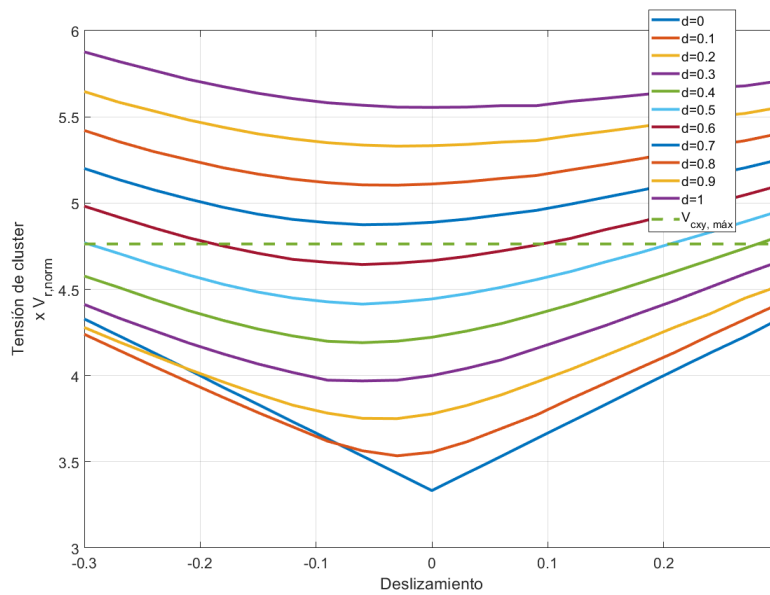


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.14: Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural, considerando transformador.

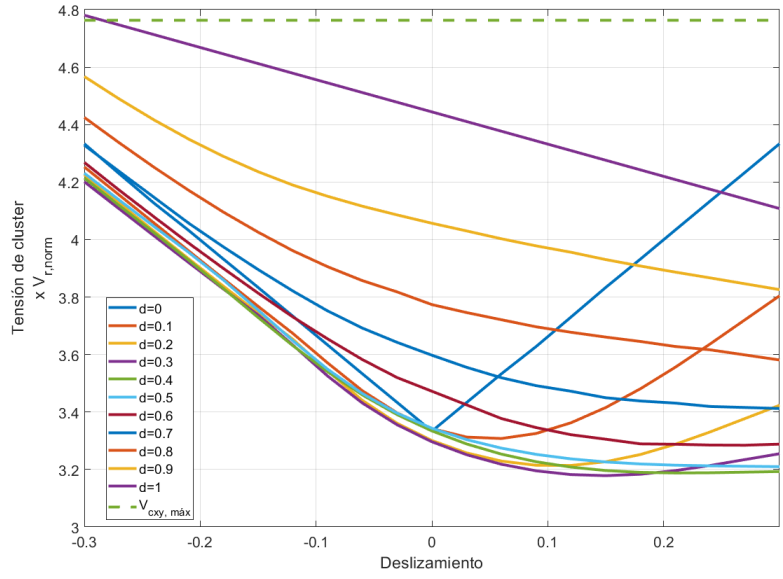


(a) cluster fase a.

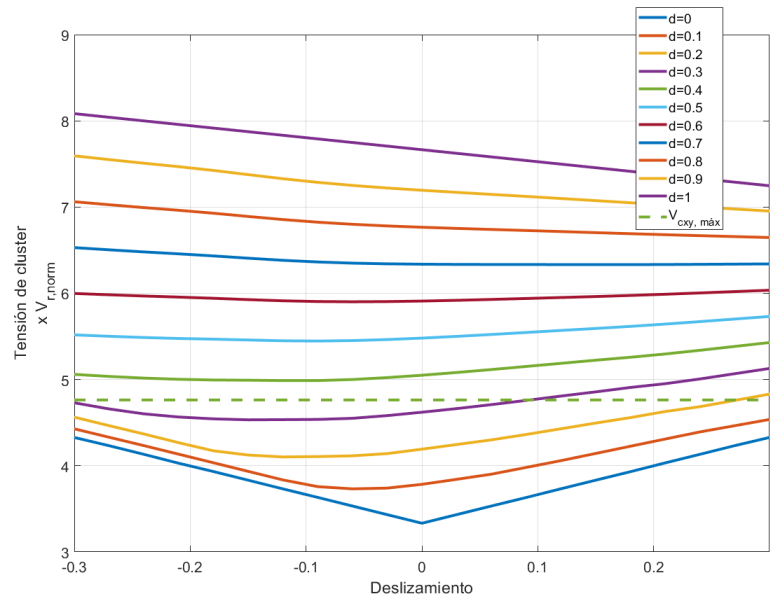


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.15: Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural nulo, sin transformador.

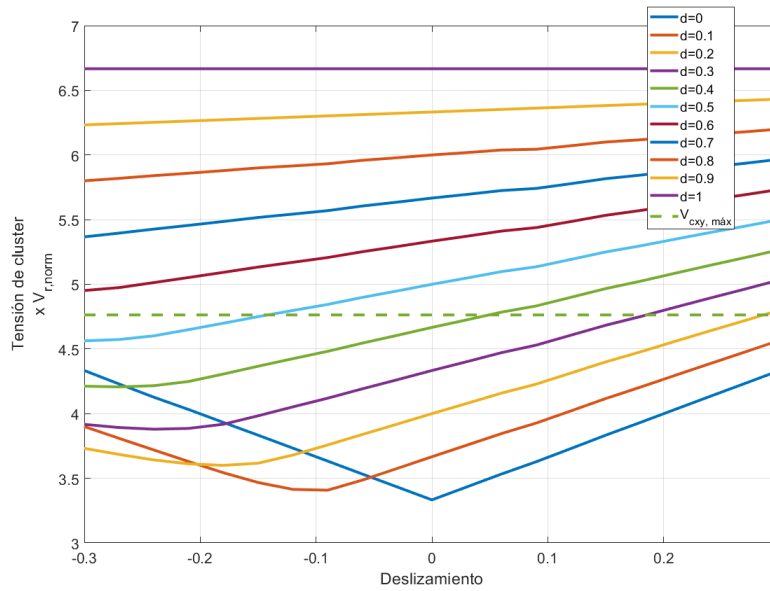


(a) cluster fase a.

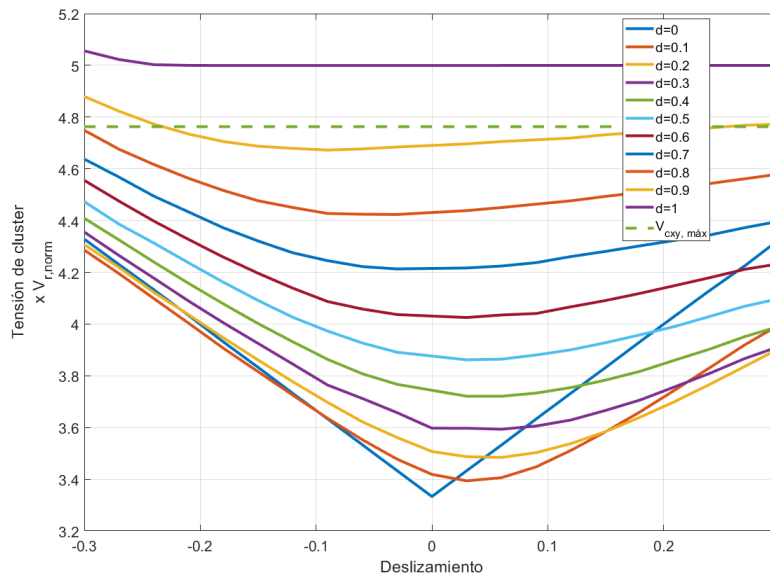


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.16: Tensiones máximas de cluster frente a una falla monofásica, considerando flujo natural, sin transformador.

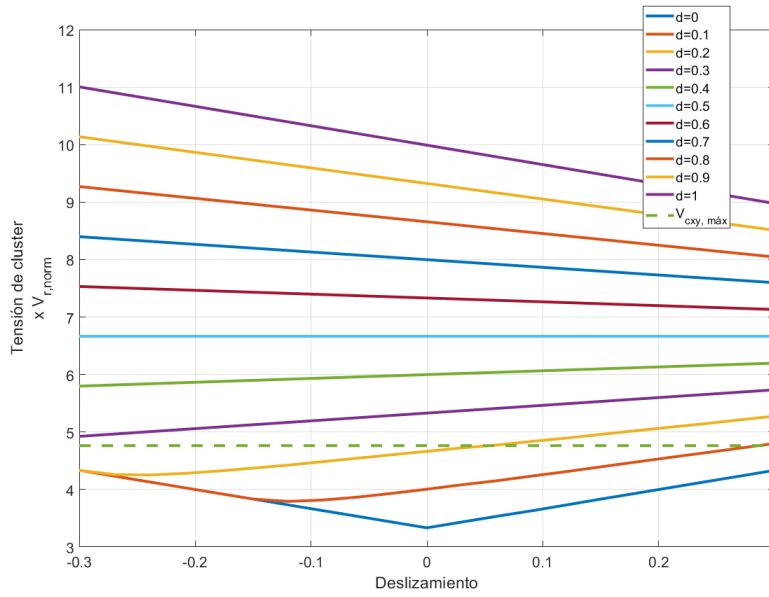


(a) cluster fase a.

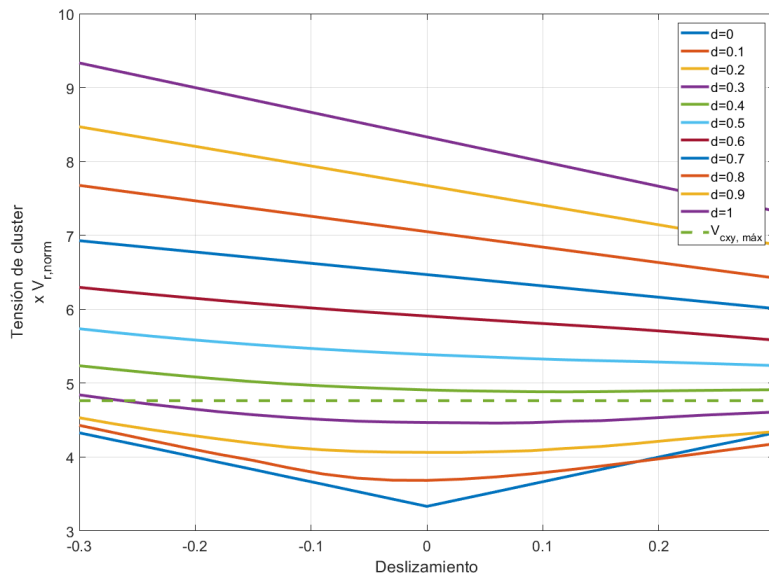


(b) cluster fase b y c.

Figura 7.17: Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural nulo, sin transformador.



(a) cluster fase a.



(b) cluster fase b y c.

Figura 7.18: Tensiones máximas de cluster frente a una falla bifásica, considerando flujo natural, sin transformador.



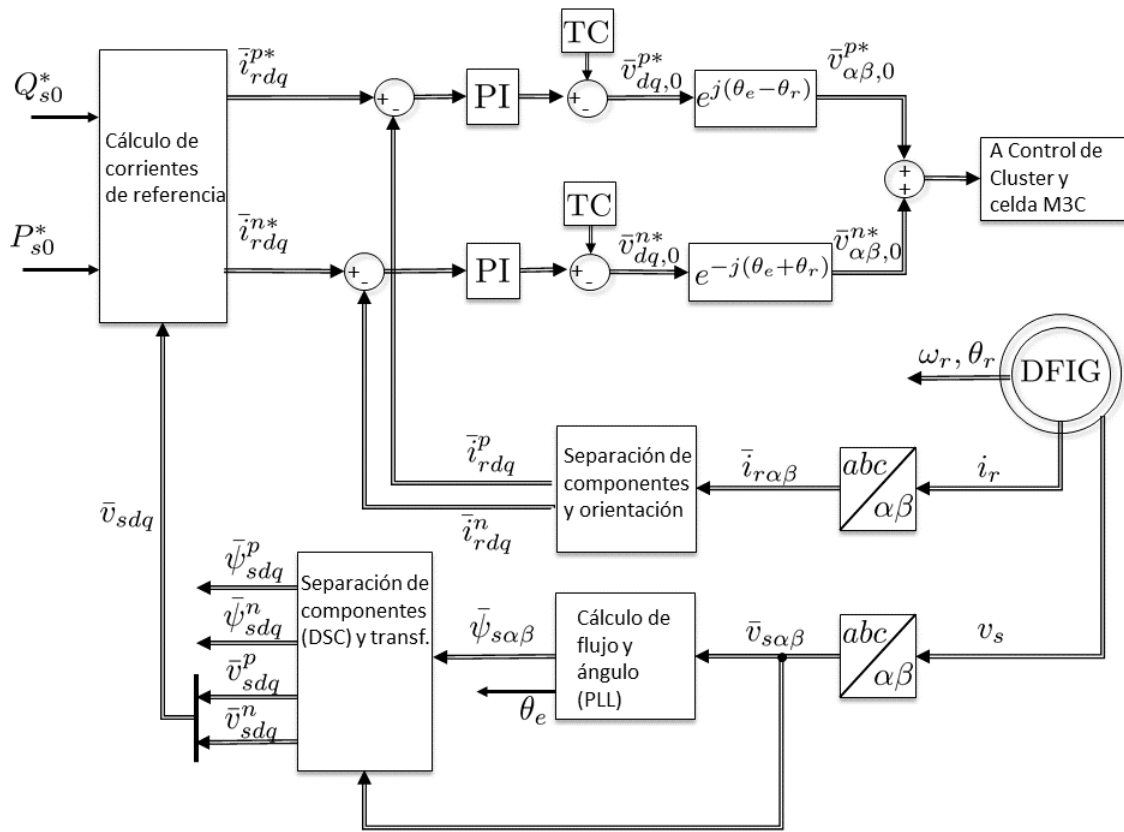


Figura 7.19: Esquema de control vectorial dual del DFIG basado en orientación de flujo bajo fallas asimétricas.

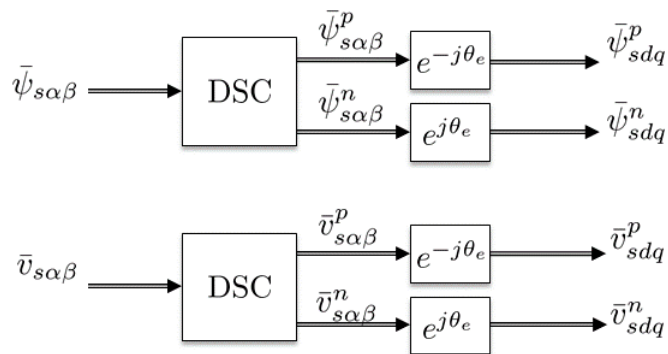


Figura 7.20: Esquema de separación de componentes simétricas basados en DSC del flujo y tensión de estator.

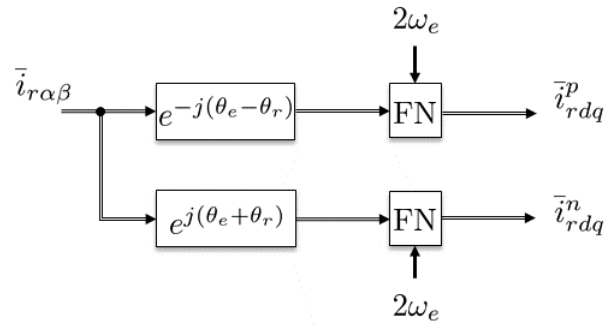


Figura 7.21: Esquema de separación de componentes simétricas de la corriente de rotor mediante filtros notch sincrónicos.

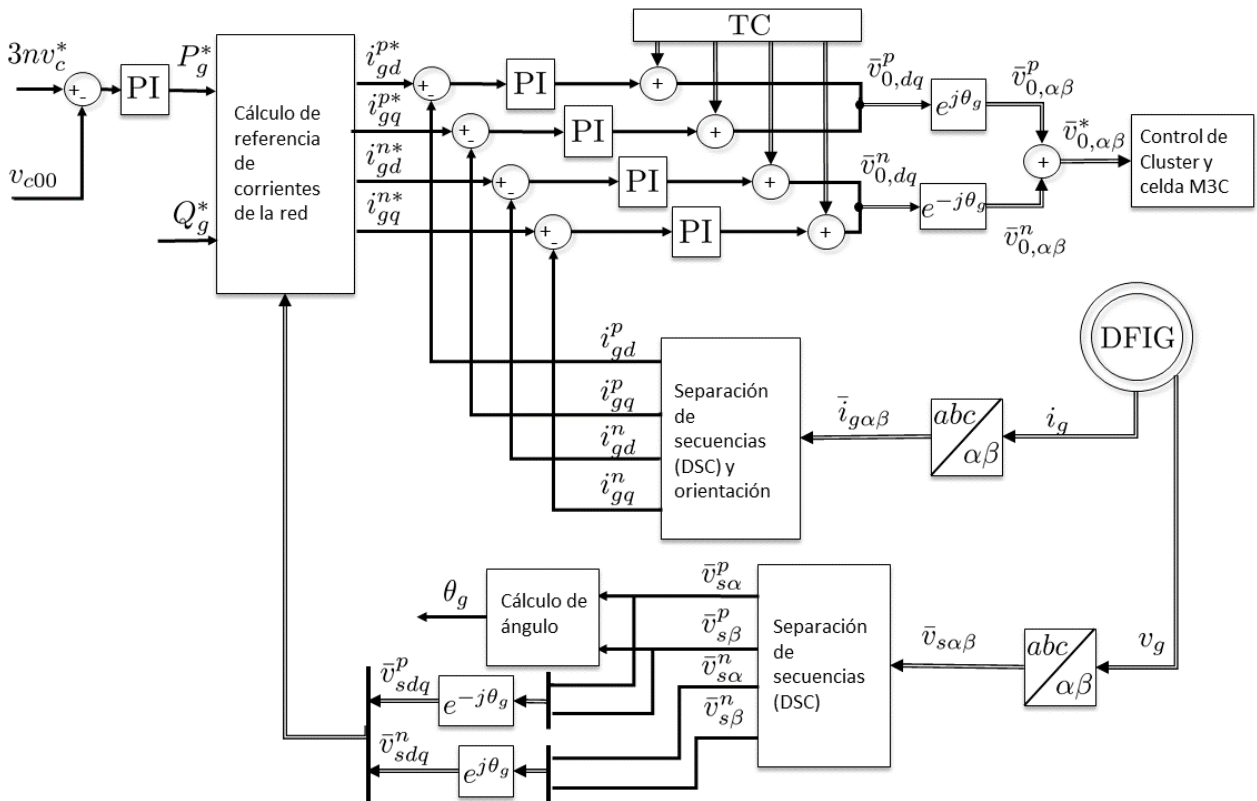


Figura 7.22: Control vectorial dual lado de la red. TC: Términos de compensaciones.

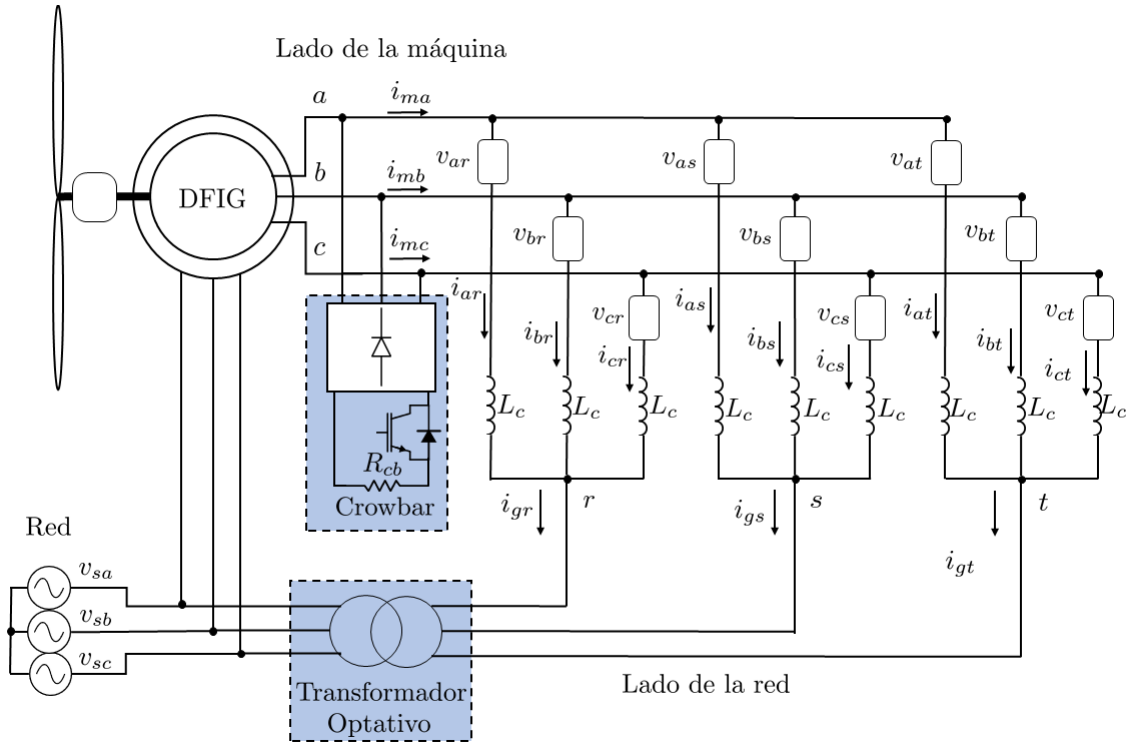


Figura 7.23: Esquema de generación eólica basada en DFIG empleando el conversor  $M^3C$  y sistema de protección de crowbar activo.

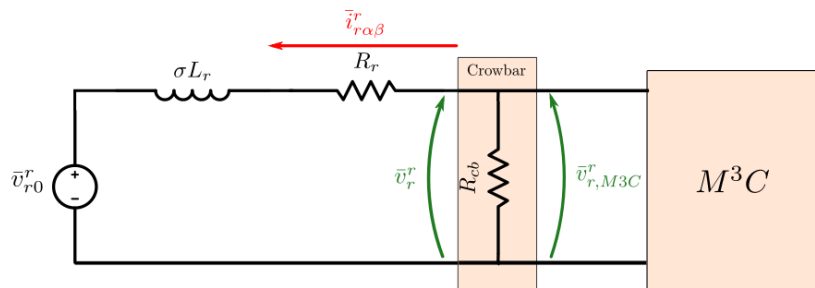


Figura 7.24: Modelo vectorial de la máquina desde el punto de vista de ejes  $\alpha\beta$  de rotor y crowbar.

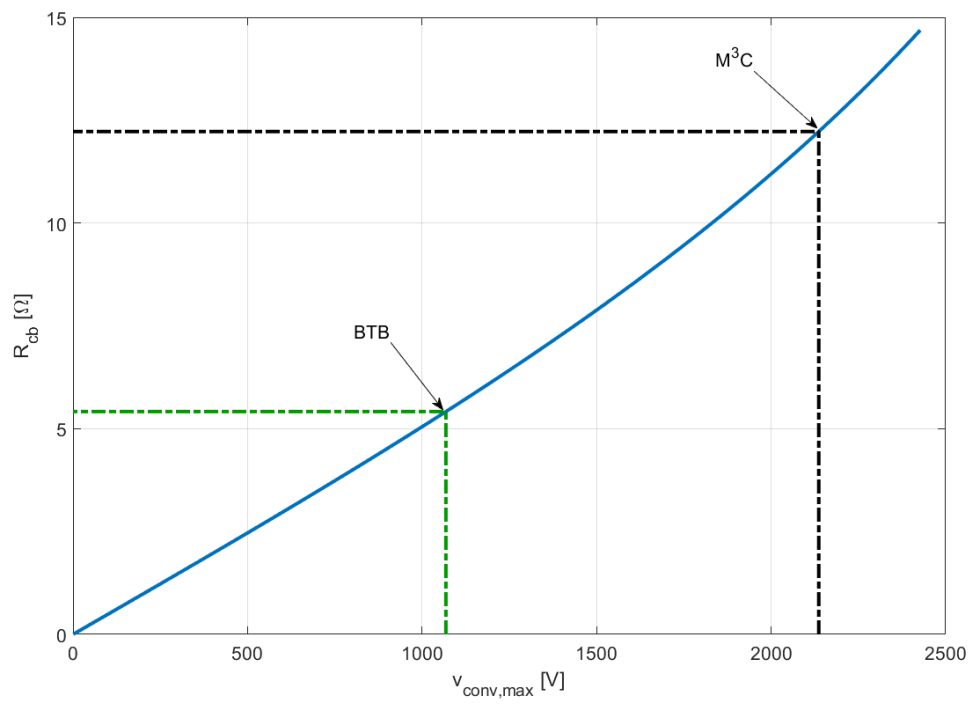


Figura 7.25: Dimensionamiento del *crowbar* en el caso de una falla trifásica total para un convertor tradicional BTB y el convertor  $M^3C$ .

# Capítulo 8

## Simulaciones

### 8.1. Caso de estudio

Se presentan los resultados de las simulaciones de los esquemas de control discutidos para la operación del DFIG en generación eólica basada en el convertor  $M^3C$ .

Para ello, el caso de estudio se presenta una máquina de inducción doblemente alimentada operando como generador eólico con el modelo de la turbina descrito. El convertor es conectado en el rotor de la máquina, análogo a un esquema *Back-to-Back*. El estator se encuentra directamente conectado a la red (barra infinita), la cual es modelada como una fuente de tensión, que es controlable en magnitud de tensión para el caso de la simulación de fallas. El convertor por el lado de la red es conectado mediante un transformador para soportar la tensión similar en ambos puertos del convertor, para minimizar oscilaciones y el dimensionamiento de un 30 % de potencia para el convertor. Esto dado que la razón de transformación a usar entre tensión de estator y rotor es 1.

El  $M^3C$  se dimensiona considerando la máxima tensión en el rotor y en la red, dado que la máxima tensión se alcanza en deslizamientos bajos, como máximo en torno a un 30 % de la tensión de estator, según (6.8). por efectos de transitorios y de las oscilaciones de las tensiones de los condensadores debida a las componentes no controlables, se dimensiona para una tensión total de los condensadores de un cluster de 2220[V] correspondiente a la suma de la tensión máxima de rotor y del lado de la red más un 13 %. Para el puerto de lado de la red del convertor se dispone de un transformador para soportar las tensiones de la red. Para efectos de soporte de tensión en fallas asimétricas, el transformador es eliminado, por lo que la tensión de cluster se dimensiona para la máxima tensión de rotor en operación normal y la tensión de estator por el lado de la red.

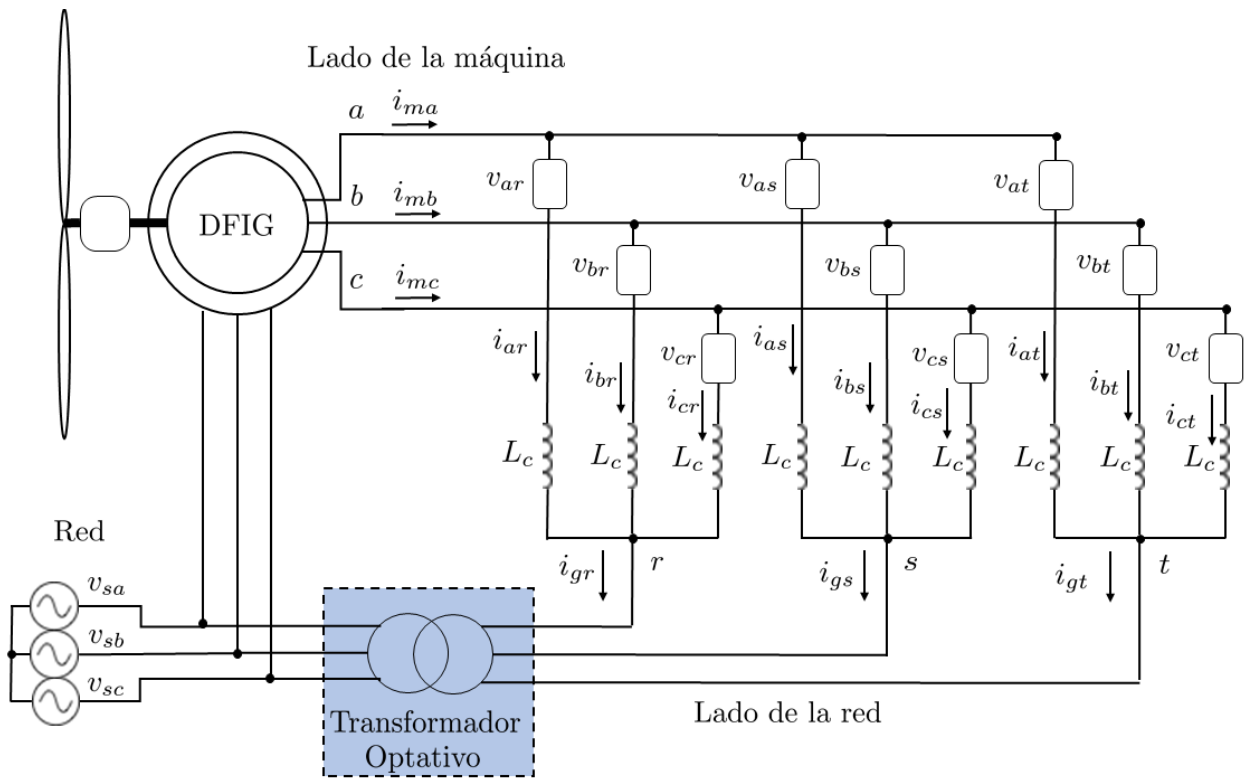


Figura 8.1: Esquema de generación eólica basada en DFIG empleando el convertor  $M^3C$ .

Las simulaciones tienen por objetivo analizar, validar y estudiar la operación de este sistema de generación, indicando los beneficios de la operación en este del convertor  $M^3C$ . Para ello se analiza el comportamiento del esquema de control descrito para determinar si la operación logra adecuado balanceo de las tensiones de los condensadores, operación a velocidad variable (MPPT), y requerimientos de red en términos de capacidad de LVRT y entrega de reactivos.

Por ello el sistema es probado con:

- Operación a velocidad fija.
- Operación a velocidad variable.
- Operación frente a fallas simétricas de caídas de tensión
- Operación frente a fallas asimétricas de tensión.

Se simula y analiza la operación este sistema de generación generación eólica con el convertor  $M^3C$  mediante el software PLECS.

Los parámetros del sistema a simular, compuesto de la turbina, el convertor y la red se presentan en las tablas (8.1), (8.2) y (8.3)

Parámetros del DFIG	
P nominal mecánica	6 [MW]
V nominal estator	2309,4 [ $V_{fn}$ ] (rms)
V nominal rotor	692.82 [ $V_{fn}$ ] (rms)
I nominal estator	733,9 [A] (rms)
I nominal rotor	793,9 [A] (rms)
Frecuencia nominal estator	50 Hz
Velocidad nominal	1170 [rpm]
Número de pares de polos	3
Torque mecánico nominal	48,971 [kNm]
Resistencia bobinados de estator, $R_s$	26,86 [m $\Omega$ ]
Resistencia bobinados de rotor, $R_r$	25,74 [m $\Omega$ ]
Inductancia de fuga de estator, $L_{ls}$	0,23142 [mH]
Inductancia de fuga de rotor, $L_{lr}$	0,2183 [mH]
Inductancia magnetizante, $L_0$	25,908 [mH]
Razón de transformación $N_r/N_s$	1

Tabla 8.1: Parámetros del DFIG simulado.

Parámetros de la turbina.	
P nominal	6 MW
Velocidad viento nominal	10 m/s
$\rho$	1,23 [kg/m <sup>3</sup> ]
$r_{aspas}$	81,2189 [m]
velocidad nominal aspas	7,9128 [rpm]
Torque nominal aspas	$7,2409 \cdot 10^6$ [Nm]
razón de caja de cambio $n_g$	164.2910
$K_{opt}$	$1,05 \cdot 10^7$
$C_{p max}$	0,4708
$\lambda_{opt}$	6,73

Tabla 8.2: Parámetros de la turbina simulada.

Parámetros del convertor $M^3C$ .	
Potencia nominal	6 MVA
celdas por clusters	3
Tensión lado de la máquina	1110 [ $V_{fn}$ ]
Tensión lado de la red	1110 [ $V_{fn}$ ]
Inductor de clúster	1,2 [mH]
Capacitor de celda	7 [mF]
Tensión nominal de condensador	740 [V]

Tabla 8.3: Parámetros del convertor  $M^3C$ .

## 8.2. Operación a velocidad fija

La máquina es operada a la velocidad fija, para ello el sistema se prueba con velocidad de viento fija de  $10[m/s]$ , lo que en dichas condiciones genera la potencia nominal de 6 [MW] y opera con velocidad de 1300 [rpm], es decir,  $136,14[rad/seg]$ , operando con un deslizamiento de  $-0,3$ , es decir 15 Hz en el rotor. El puerto del conversor conectado a la red mediante un transformador es operado a frecuencia también constante de 50 Hz.

Los resultados se muestran en estado estacionario, los transitorios de partida no son estudiados debido a que la conexión de las máquinas DFIG requieren esquemas de sincronización al conectarse a la red, por tener el estator directamente conectado a esta, no siendo estas estrategias parte del estudio de la presente memoria.

Como se muestra en la figura (8.2.a), las tensiones de los capacitores de cluster (CCV) son efectivamente regulados a una media de  $2220[V]$  correspondiente a la suma de las tensiones nominales de los condensadores de las 3 celdas de cada cluster (cada condensador deseado se regula a  $740 [V]$ ). Estas tensiones son reguladas en torno a una banda de  $\pm 128 [V]$ , representando el  $5,8\%$  de la tensión a regular del CCV. Dicha oscilación es debida a componentes no controlables de la tensión CCV, y depende adicionalmente de la magnitud del condensador.

Por otro lado, los términos de desbalance intra ( $v_{c_{\alpha\alpha}}, v_{c_{\alpha\beta}}, v_{c_{\beta\alpha}}$  y  $v_{c_{\beta\beta}}$ ) mostrados en la figura (8.2.a) y los términos de desbalance inter ( $v_{c_{0\alpha}}, v_{c_{0\beta}}, v_{c_{\alpha 0}}$  y  $v_{c_{\beta 0}}$ ) mostrados en la figura (8.2.b) son regulados adecuadamente a una media de cero, las oscilaciones son debidas a las componentes no controlables. Para el caso de las oscilaciones inter, los términos  $v_{c_{0\alpha}}, v_{c_{0\beta}}$  presentan mayor amplitud que los términos  $v_{c_{\alpha 0}}$  y  $v_{c_{\beta 0}}$  debido a que las primeras presentan frecuencia  $2\omega_m = 30[Hz]$  y las segundas frecuencias  $2\omega_g = 100[Hz]$  mucho mayor, por lo que son filtradas mejor por el condensador. como se muestra en la sección (5.1.1). La tensión inter es regulada en torno a una banda de  $50[V]$  y la inter en torno a  $100[V]$ .

La regulación de la tensión media  $v_{c_{00}}$  presenta muy buenos resultados en dicha regulación al valor de  $3nv_c^* = 6660 [V]$  a cero error en estado estacionario, permitiendo que la potencia que fluye desde un puerto al otro del  $M^3C$  se mantengan aproximadamente iguales, salvo pérdidas debido a las oscilaciones de los condensadores.



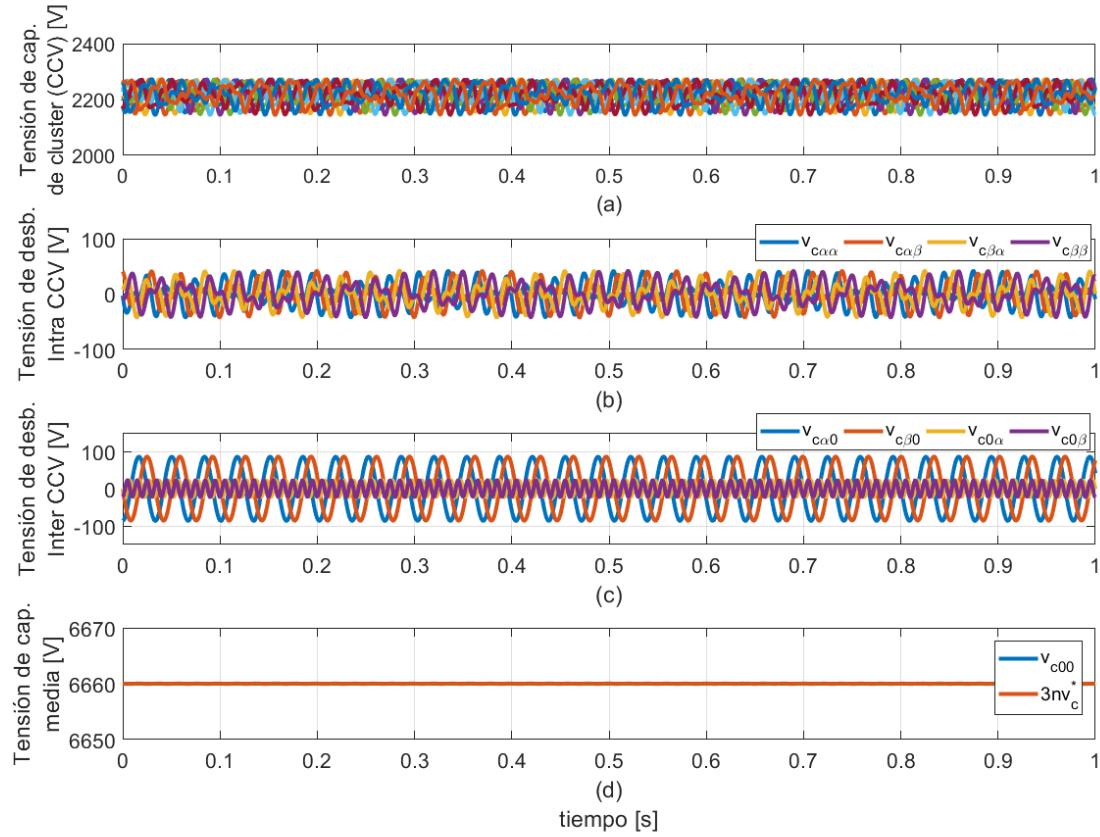


Figura 8.2: Resultados de simulación para la operación en estado estacionario y velocidad fija del DFIG. (a) Tensión de capacitor de clúster (CCV). (b) Términos de desbalances inter. (c) Términos de desbalances intra. (d) Tensión media de los capacitores  $v_{c_{00}}$  y su referencia.

La regulación del balanceo mediante el valor medio de dichas oscilaciones en sus componentes DC de  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma - \Delta$  es mostrado en la figura (8.3), mostrándose que son reguladas efectivamente a cero. La componente  $\Sigma\Delta$  del balanceo intra es regulada en una banda de torno a 20 [V].

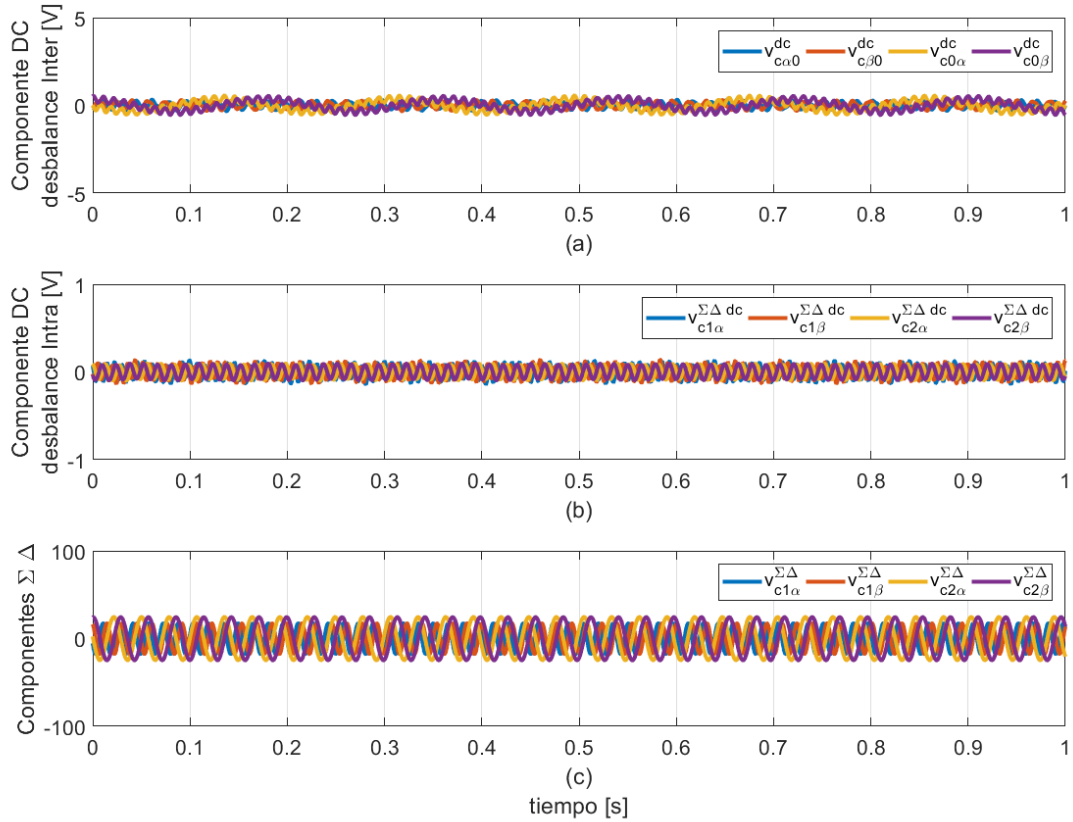


Figura 8.3: Resultados de simulación para la operación en estado estacionario y velocidad fija del DFIG. (a) Tensión de capacitor de clúster (CCV). (b) Términos de desbalances inter. (c) Términos de desbalances intra. (d) Tensión media de los capacitores  $v_{c00}$  y su referencia.

El control de las corrientes circulantes tiene un buen desempeño, como se ve en la figura (8.4), con algún error en seguimiento debido a que el controlador garantiza nulo error en seguimiento constante, sin embargo, logra controlar las corrientes de manera adecuada. Es fundamental mantener las corrientes circulantes, puesto que se han impuesto en fase con las tensiones de la red y a máquina en algunas componentes para poder realizar el adecuado balanceo de los CVV, y un error en el seguimiento de corriente circulantes puede llevar a una inestabilidad en las oscilaciones de los condensadores.

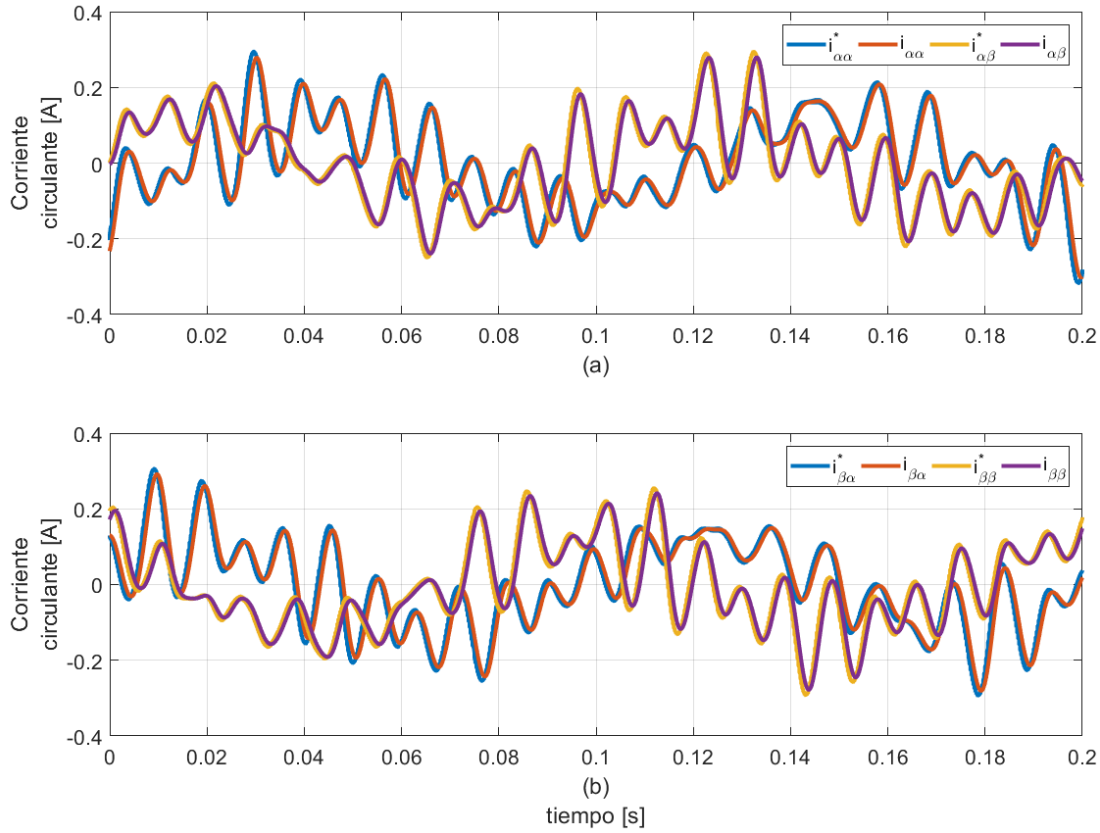


Figura 8.4: Seguimiento de corrientes circulantes en el  $M^3C$  para la operación del DFIG en estado estacionario y velocidad fija. (a) Corriente  $i_{\alpha\alpha}$ . (b) Corriente  $i_{\alpha\beta}$ . (c) Corriente  $i_{\beta\alpha}$ . (d) Corriente  $i_{\beta\beta}$ .

La tensión y corriente de la red es mostrada en la figura (8.5). junto con las tensiones y corrientes de estator en la figura (8.6). La tensión de estator es la misma que la de la red. Dicha tensión es fijada en  $3266[V_{fn}] = 5657[V_{ff}]$ . La corriente de red es la corriente producida por el estator y el lado de la red como:  $I_{red} = I_g - I_s$  según el sentido de medición de corrientes.

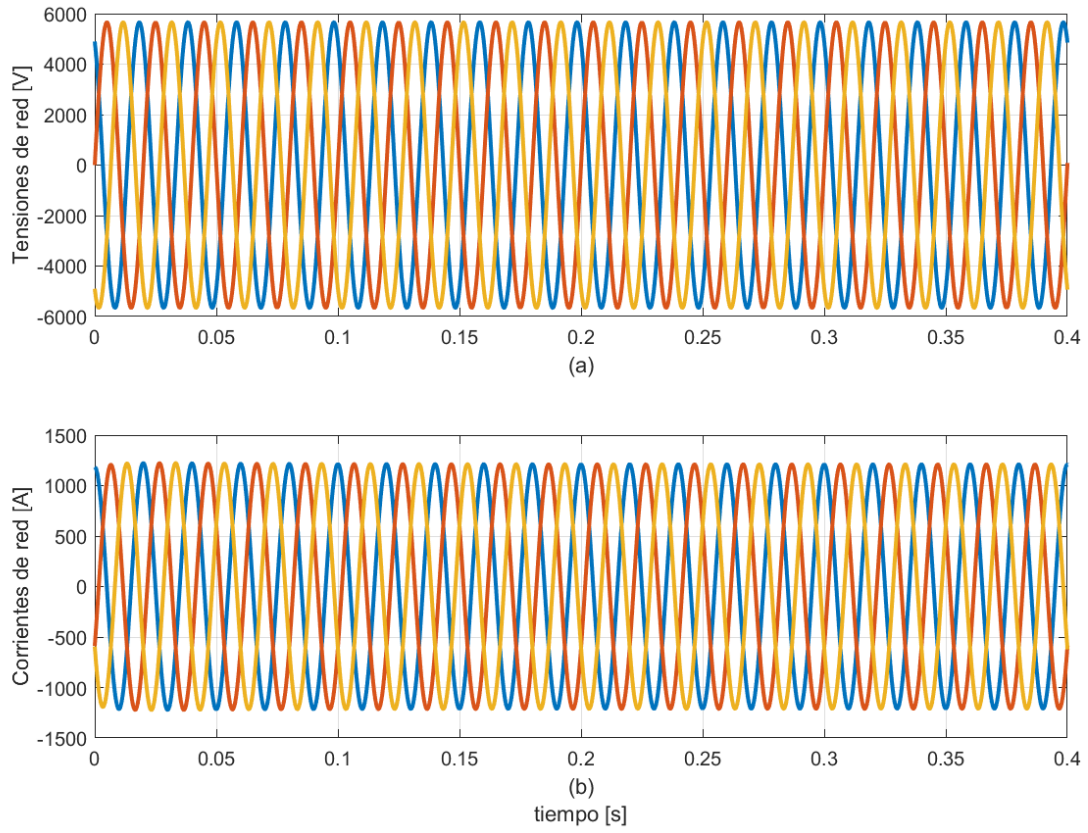


Figura 8.5: (a) Tensión fase-fase de la red. (b) Corriente de la red.

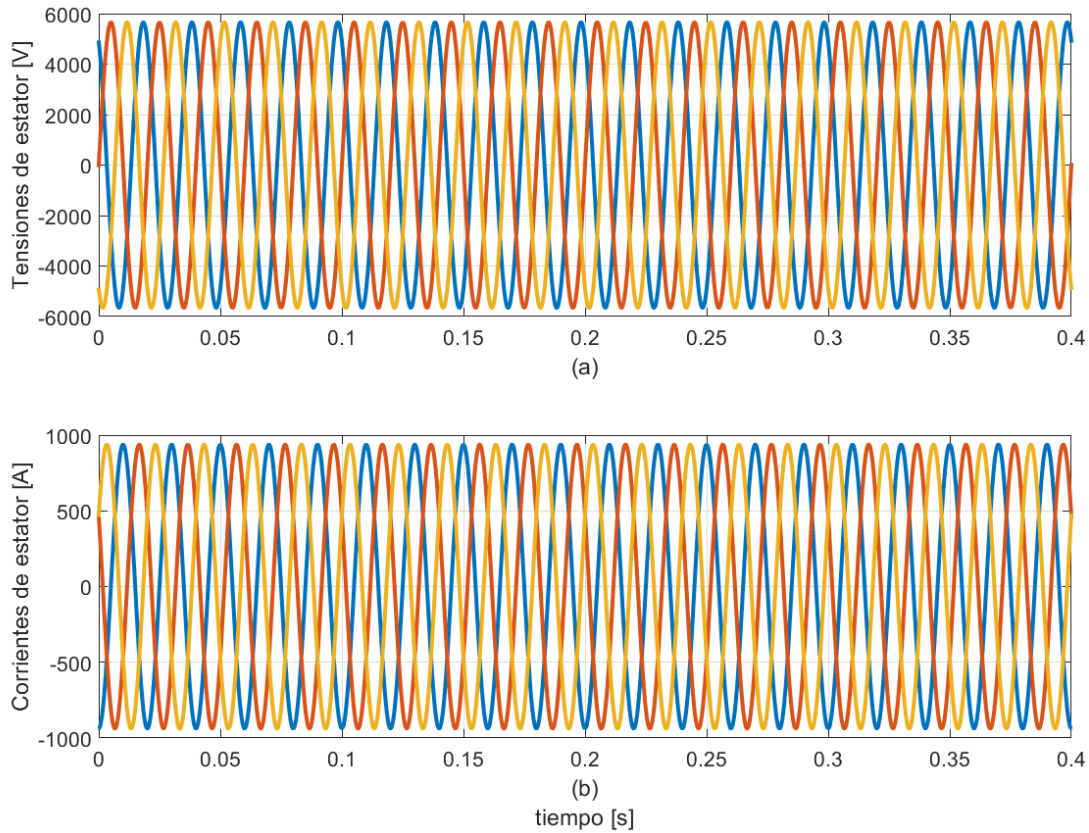


Figura 8.6: (a) Tensión fase-fase de estator. (b) Corriente de estator.

El convertor genera las tensiones del lado de la red y del lado del rotor como se muestra en la figura (8.7). La tensión de rotor es aproximadamente  $961,3[V_{fn}] = 1665[V_{ff}]$  aproximadamente igual a la tensión definida en (6.8) para la operación con  $s = -0,3$ . se logra definir una operación desacoplada respecto del balanceo de los condensadores y corrientes circulantes de la operación de conversión AC-AC en magnitud, frecuencia y fase en sus puertos.

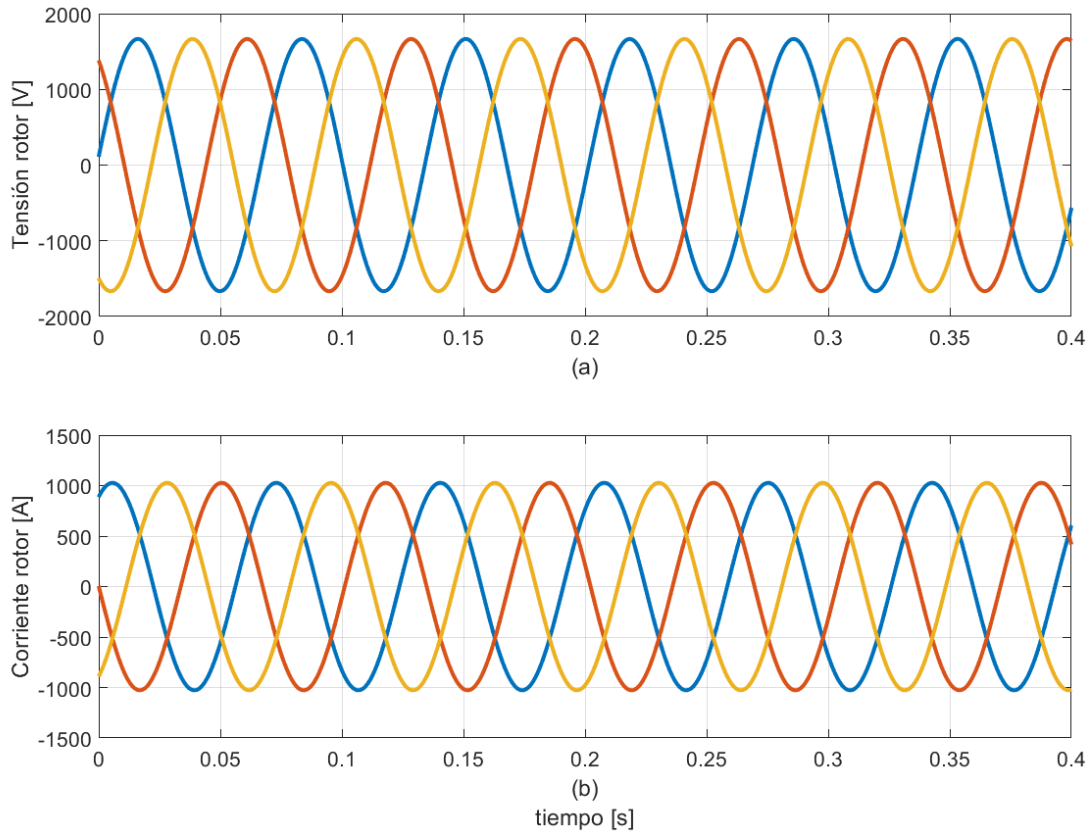


Figura 8.7: (a) Tensión fase-fase de rotor. (b) Corriente de rotor.

La tensión y corriente sintetizada por los cluster se muestra en la figura (8.8), las componentes generadas corresponden a tensiones de la red y de la máquina, por lo que cada cluster posee dichas componentes en frecuencia. Las tensiones a sintetizar corresponden a un máximo de  $1960[V]$ , sintetizadas adecuadamente debido a que los condensadores son regulados en  $2220[V]$ . Esta condición corresponde a la mayor tensión posible en estado de operación estacionario, debido a operar con el máximo deslizamiento, todas las demás condiciones quedan reguladas bajo este valor.

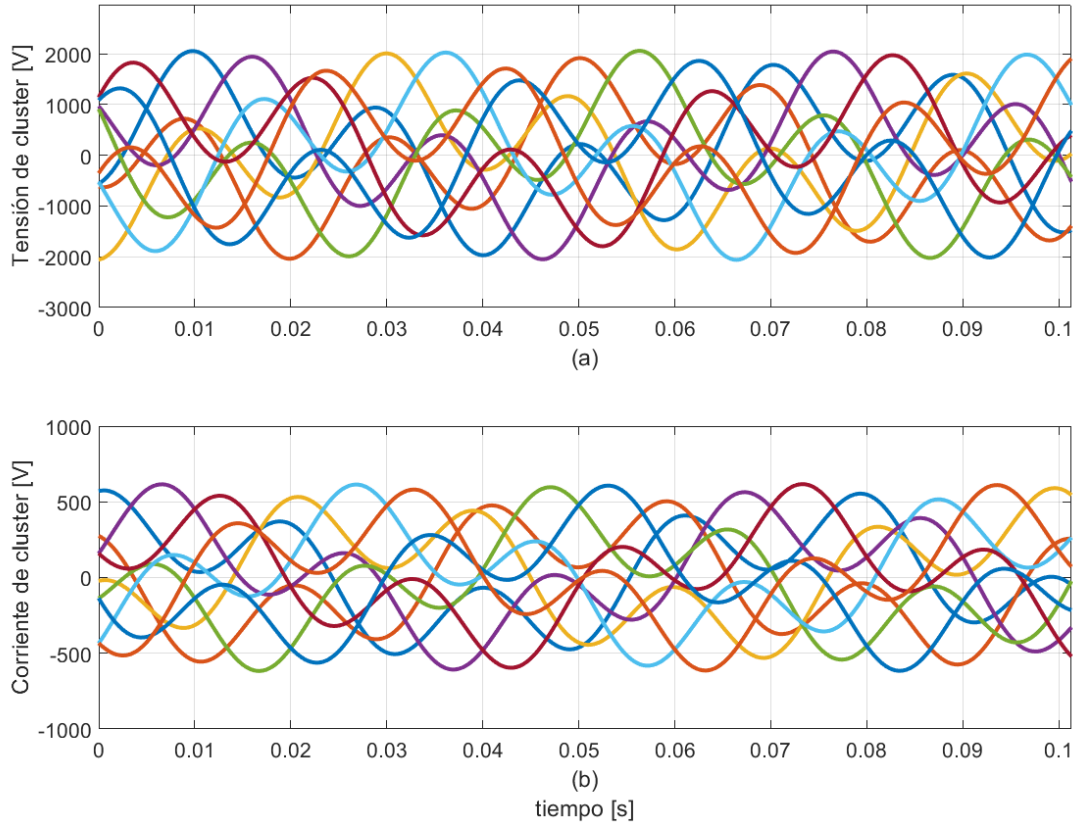


Figura 8.8: (a) Tensión de cluster. (b) Corriente de cluster.

En las condiciones de generación descrita, el generador se encuentra en condiciones de operación hipersincrónica (figura (2.9)). La estrategia simulada magnetiza la máquina desde rotor, de manera que se logra regular la potencia reactiva a cero de manera efectiva. La potencia activa regulada por seguimiento MPPT logra  $-4,6[MW]$ , como se muestra en la figura (8.9.(a)) que en convención motor significa que es inyectado a la red. La potencia mecánica a la velocidad de  $10 [m/s]$  corresponde a  $6[MW]$ , por lo que la potencia de estator es coherente, con algunas pérdidas a la figura (2.9).

Para el lado de la red (figura (8.9.(b))), se regula adecuadamente la potencia reactiva a cero, y la potencia activa es aproximadamente igual a la potencia del lado del rotor ( $1.4 [MW]$ ) debido a la regulación de la tensión media de los condensadores  $v_{c00}$ . Los signos de potencia para el lado del rotor se toman considerando la entrada al convertor (opuesto a la convención motor del DFIG). La potencia reactiva del lado del rotor (8.9.(c)) presenta un valor debido a la magnetización de la máquina.

El sistema de control con el convertor  $M^3C$  logra regular la potencia reactiva, como se ve en la figura (8.10) a factor de potencia unitario, controlando las corrientes reactivas del lado de la máquina y del lado del red para llevar a cero dichas potencias en el estator y en el puerto del lado de la red del  $M^3C$ . Las potencias activas de estator representa aproximadamente el

77 % de la potencia total generada, y el inyector tiene aproximadamente un 23 % de la potencia total, como lo garantiza la ecuación (2.47). El sistema de control MPPT logra inyectar la potencia nominal a la red, con ciertas pérdidas debida a las resistencias internas de la máquina y la regulación media de los condensadores.

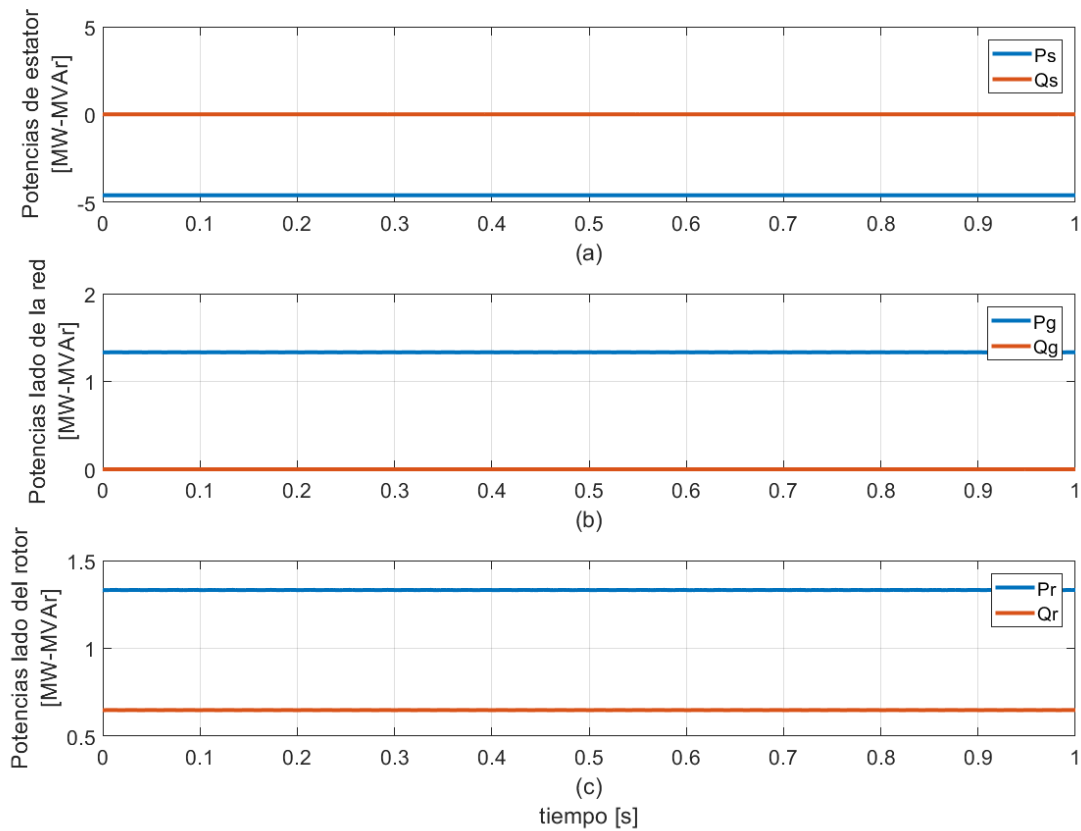


Figura 8.9: (a) Potencias de estator. (b) Potencias del lado de la red. (c) Potencias de rotor.



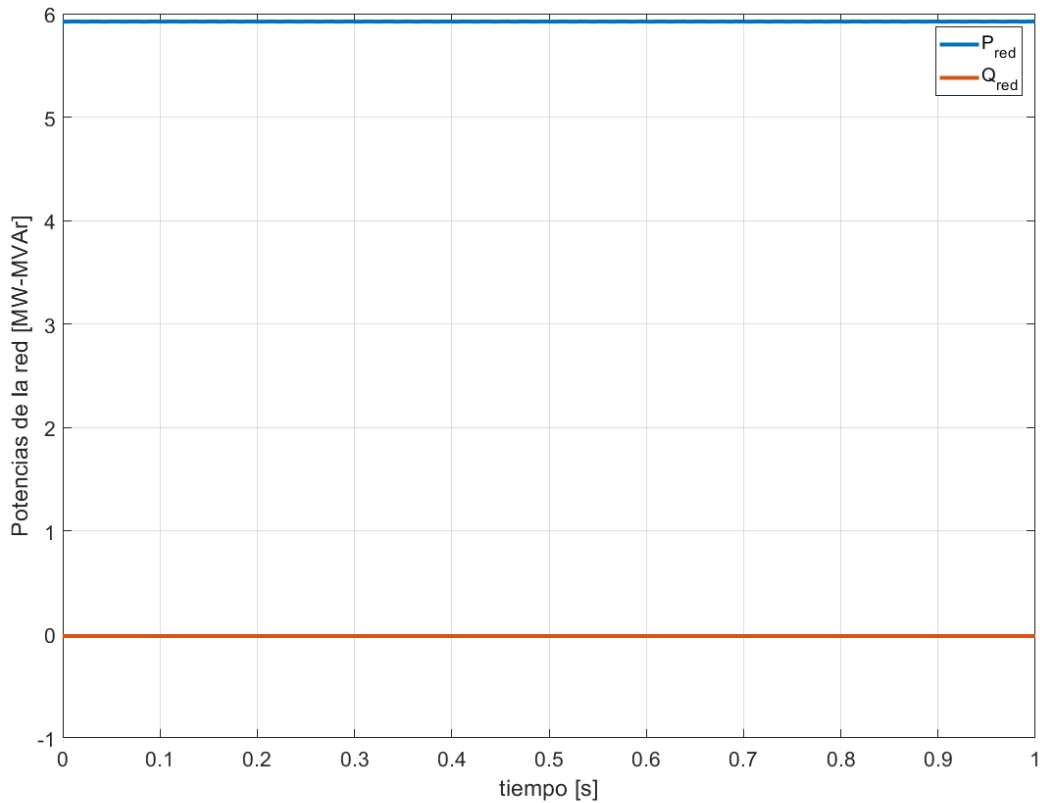


Figura 8.10: Potencias inyectada a la red del esquema de generación DFIG es estado estacionario y velocidad fija.

Las corrientes de la máquina son efectivamente reguladas con el control vectorial adaptado al DFIG, como se muestra en la figura (8.2), logrando el control de la potencia reactiva con la corriente  $d$ , y la potencia activa de estator, cuya corriente de referencia es impuesta por el control MPPT.

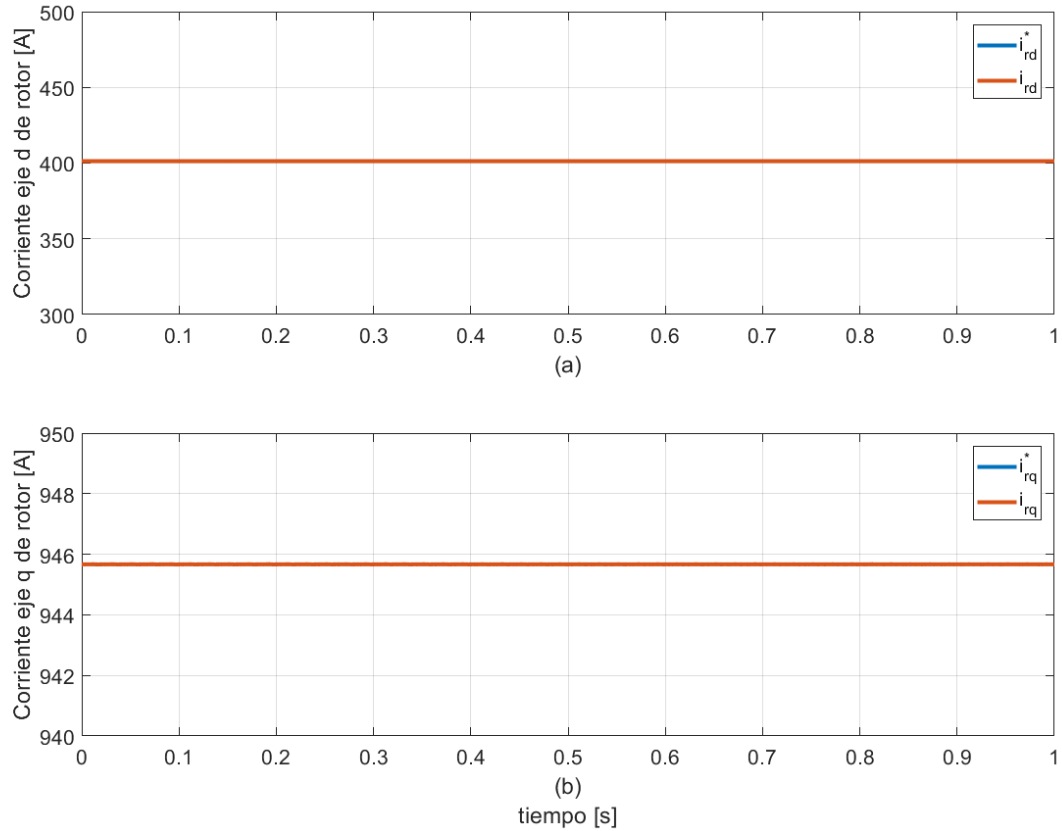


Figura 8.11: Corrientes en ejes dq de rotor bajo velocidad fija. (a) Corriente reactiva. (b) Corriente de torque.

### 8.3. Operación a velocidad variable

El mismo sistema es simulado con un perfil de viento variable. Debido a que este perfil no sobrepasa los valores nominales en deslizamiento, se simula la estrategia de control MPPT y operación a velocidad variable, por lo que el rotor tendrá en consecuencia señales de frecuencia variable.

La turbina posee las características de transformación dadas en las figuras (8.12) y (8.13), que muestra el perfil  $C_p$  vs.  $\lambda$  y la potencia extraíble del viento para determinadas velocidades de rotación de aspas, que son traspasadas a velocidad rotacional de la máquina mediante la razón de la caja de cambio. La línea punteada roja muestra el locus de potencia óptima extraíble para distintas velocidades de viento, la que es implementada en la estrategia de control MPPT.

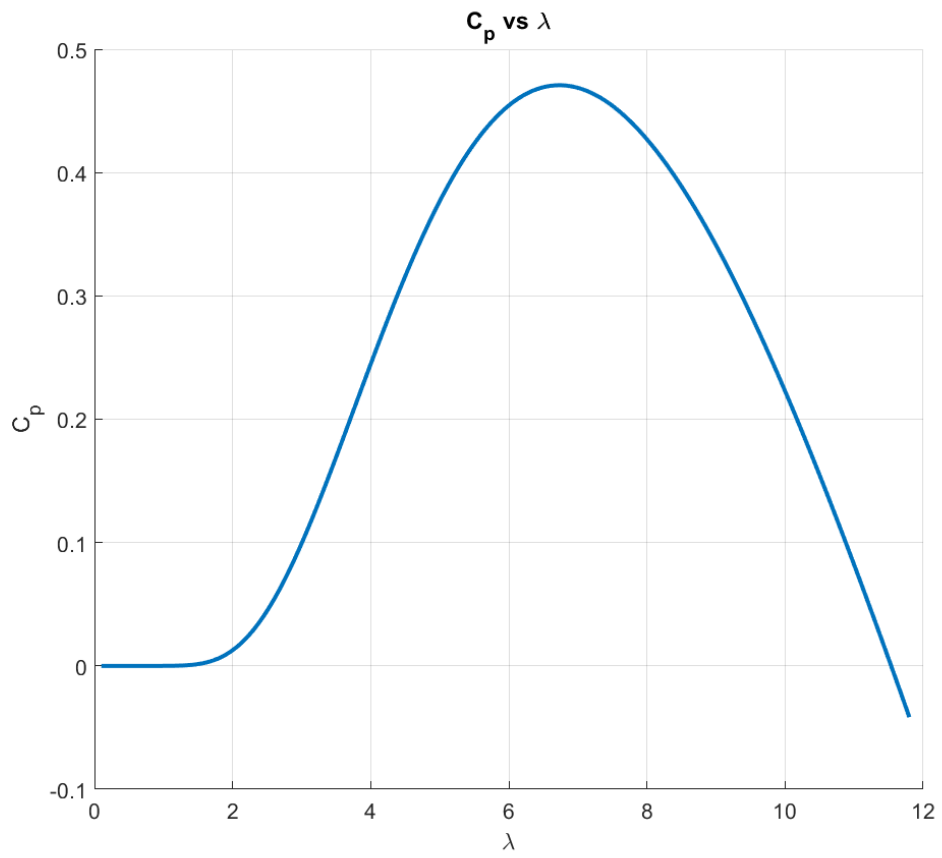


Figura 8.12: Curva de factor de potencia versus tip-speed ratio.

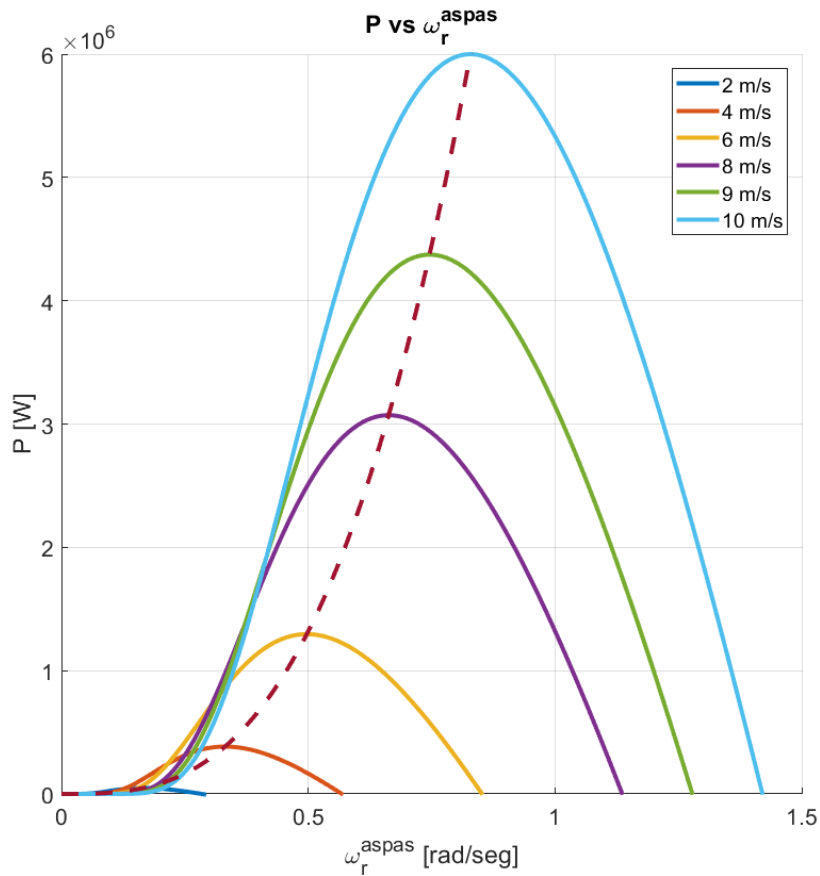


Figura 8.13: Curva de potencia versus velocidad aspas. línea roja punteada indica la máxima potencia extraíble para distintas velocidades de viento.

Las tensiones de los capacitores de cluster (CCV) son reguladas adecuadamente a una media de 2220 con una banda máxima de 111 [V] aproximadamente, como se muestra en la figura (8.14) representando el 5% de la tensión CCV media regulada. Este balance es mantenido a pesar de la frecuencia variable de la máquina mediante el empleo del control vectorial a lazo cerrado [49].

Los desbalances son regulados de igual manera a cero, presentando oscilaciones debido a los componentes no controlables. Bajo bajas frecuencias dichas oscilaciones son pequeñas en las componentes inter, debido a que para el lado del rotor, a bajas frecuencias, las tensiones y corrientes son bajas de igual manera. La regulación de la tensión media es lograda adecuadamente para todo rango de operación, permitiendo un balanceo en el flujo de la potencia activa sobre el convertidor. La figura (8.16) muestra las componentes DC en  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$  de los desbalances de los condensadores. Estos son regulados efectivamente a cero en frecuencias bajas no cercanas a cero. Para frecuencias muy bajas, la inestabilidad natural definida en (3.5) no permite regulación cero, pero naturalmente el sistema es regulado para presentar bajas oscilaciones sin llegar a la inestabilidad, dichas componentes no logran los 30 [V] de sobrepaso en el caso inter, o menos de 20 [V] para el caso intra requiriendo sin embargo mayor cantidad de corriente circulante para el balanceo como muestra la figura (8.17) sin embargo es pequeña en comparación a la corriente nominal del sistema. La separación de componentes

referencia la inestabilidad en desbalance inter para este caso, que es de hecho la que posee la mayor diferencia respecto a cero. El filtro sincrónico además permite la separación adecuada de las componentes de baja frecuencia.

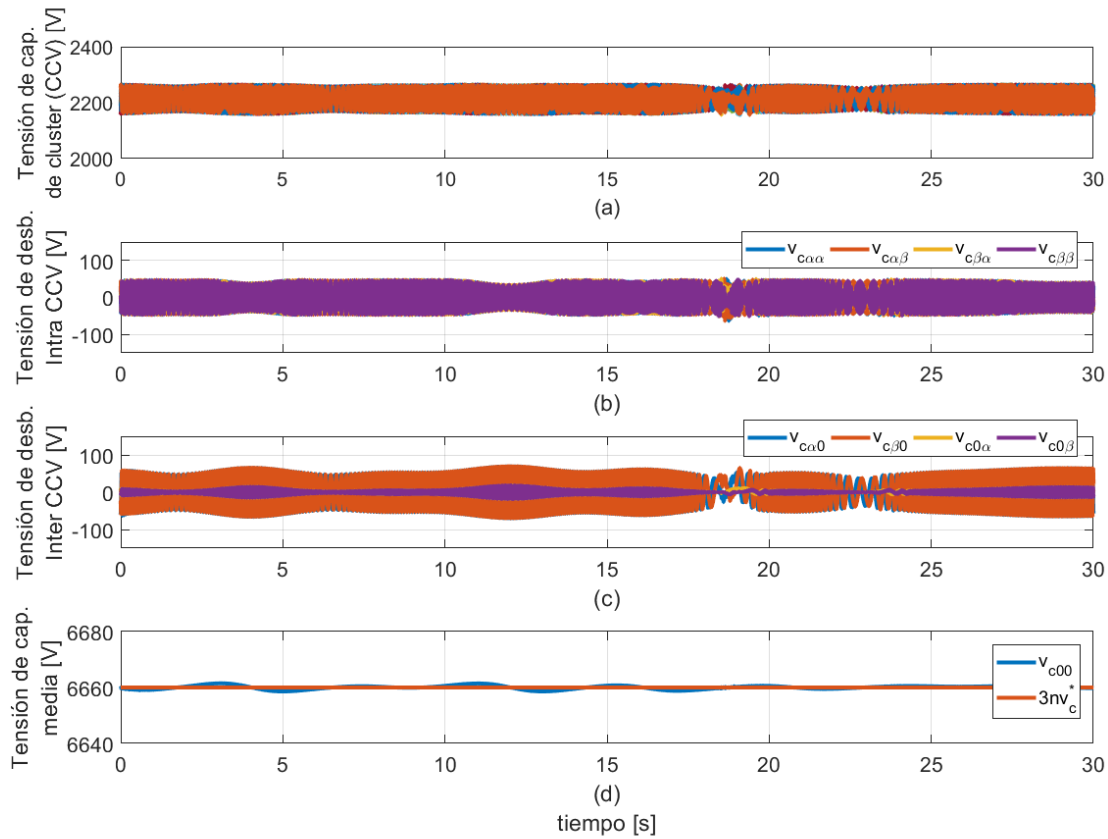


Figura 8.14: Resultados de simulación para la operación para velocidad variable del DFIG. (a) Tensión de capacitor de clúster (CCV). (b) Términos de desbalances inter. (c) Términos de desbalances intra. (d) Tensión media de los capacitores  $v_{c00}$  y su referencia.

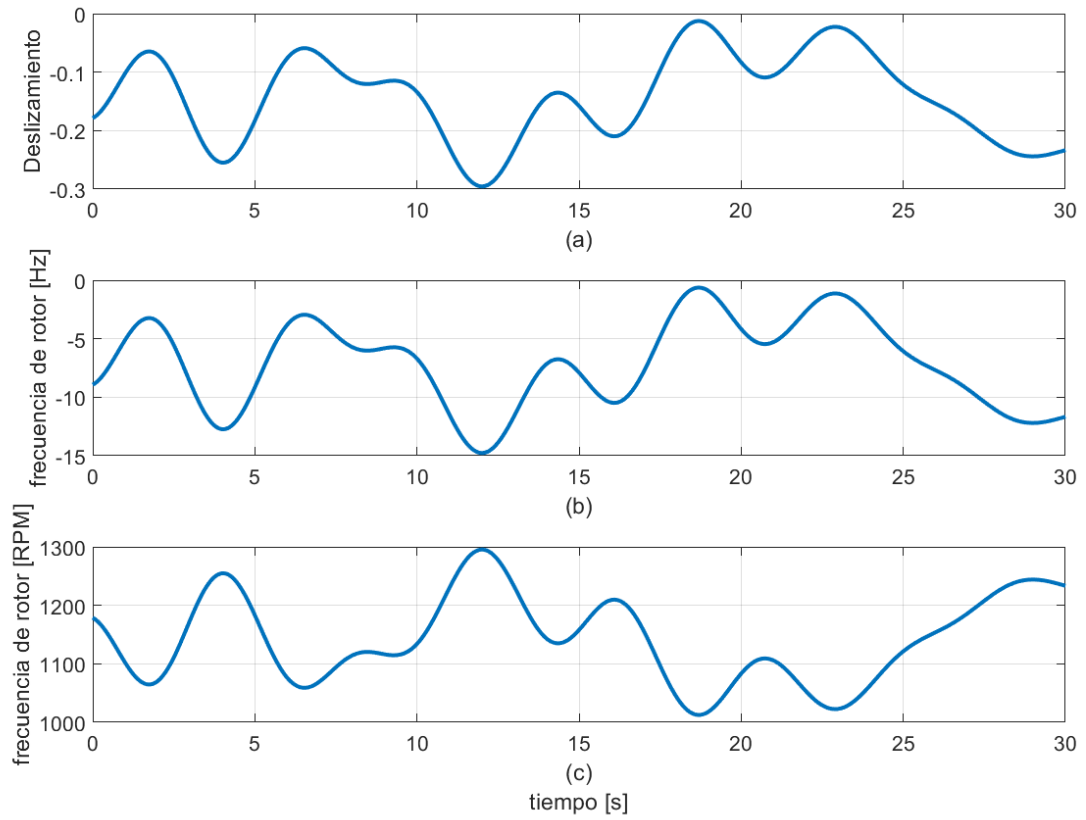


Figura 8.15: Deslizamiento, frecuencia y velocidad de la máquina para operación variable. (a) Deslizamiento. (b) frecuencia del lado del rotor. (c) velocidad del rotor.

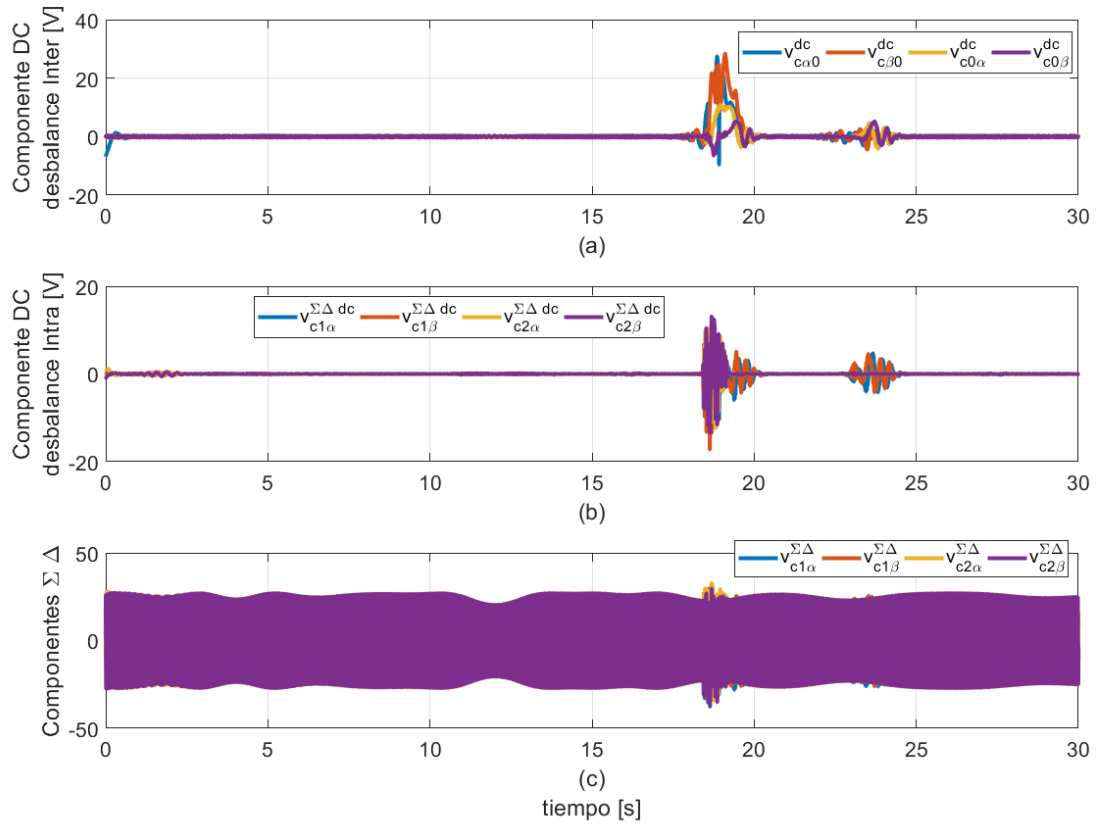


Figura 8.16: Componentes DC de los desbalances CCV en  $\alpha\beta 0^2 - \Sigma\Delta$  para velocidad variable  
 (a) Componente DC desbalance inter. (b) Componente DC desbalance intra. (c) Componente  $\Sigma\Delta$  de desbalance intra.

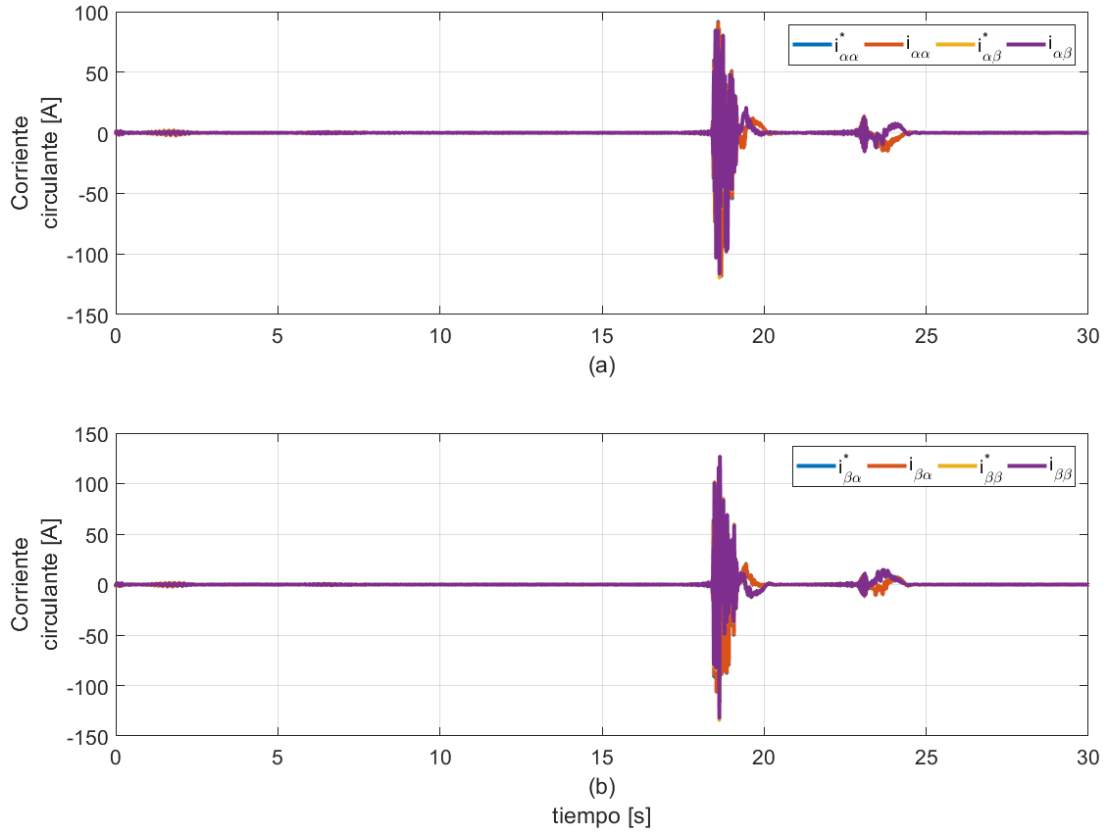


Figura 8.17: Seguimiento de corrientes circulantes en el  $M^3C$  para la operación del DFIG a velocidad variable (a) Corriente  $i_{\alpha\alpha}$ . (b) Corriente  $i_{\alpha\beta}$ . (c) Corriente  $i_{\beta\alpha}$ . (d) Corriente  $i_{\beta\beta}$ .

La tensión y corriente de la red es mostrada en la figura (8.18). junto con las tensiones y corrientes de estator en la figura (8.19). La tensión de estator es la misma que la de la red.



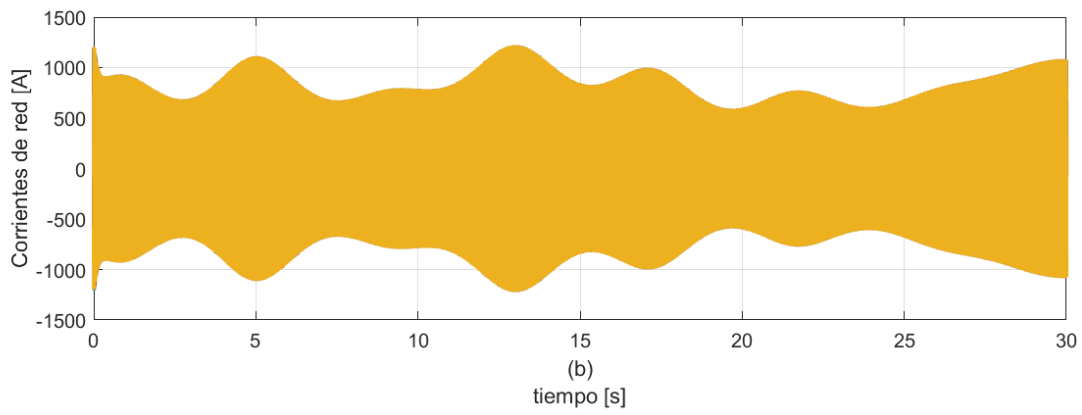
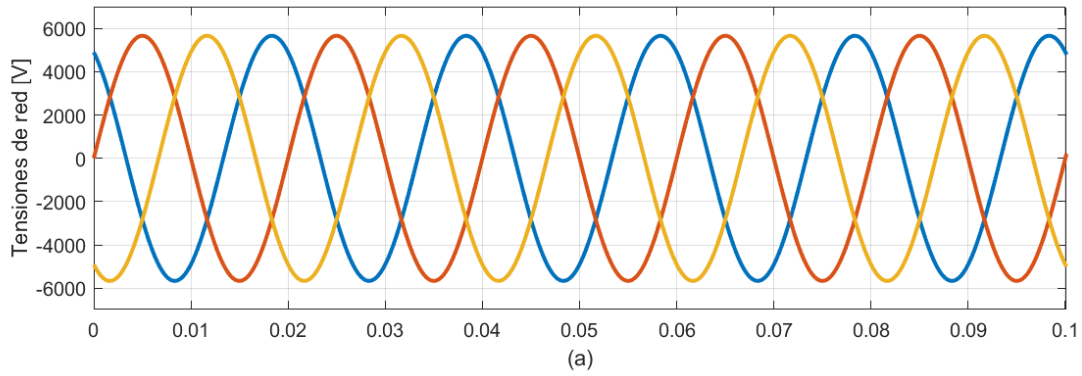


Figura 8.18: (a) Tensión fase-fase de la red. (b) Corriente de la red.

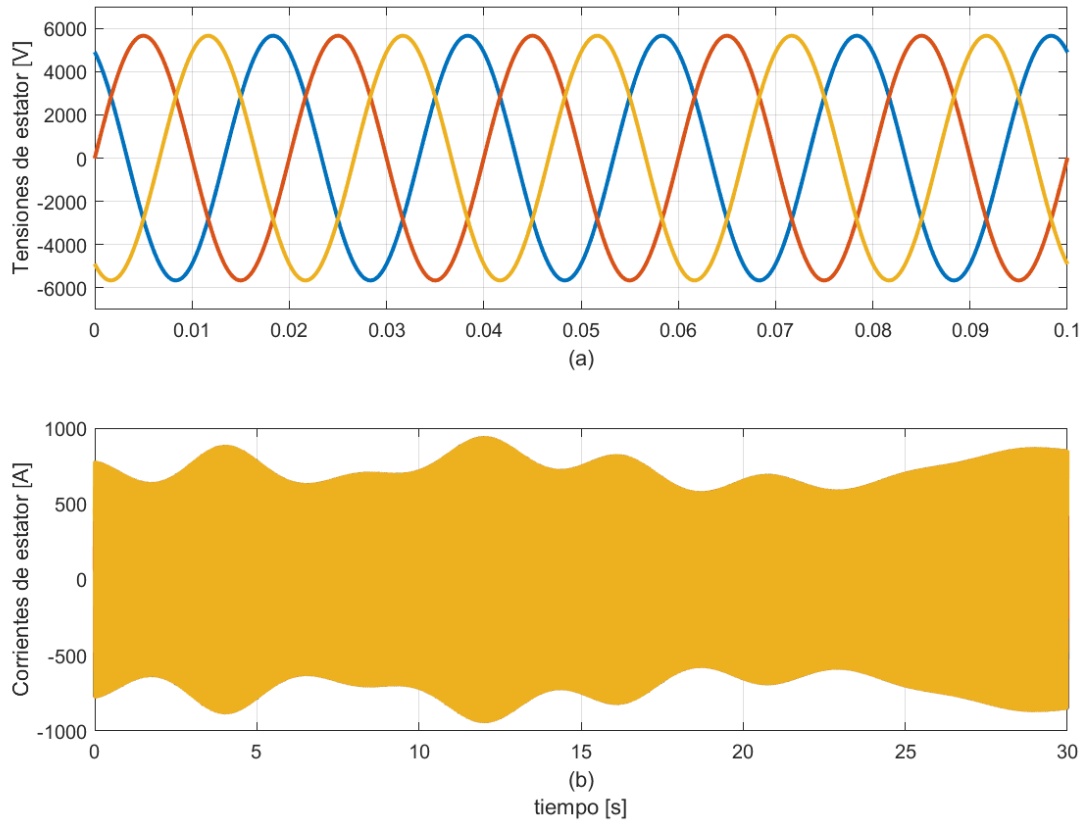


Figura 8.19: (a) Tensión fase-fase de estator. (b) Corriente de estator.

De igual forma que el caso de velocidad fija, el convertidor permite generar tensiones y corrientes en el lado de la red y en el lado del rotor de manera desacoplada, las corrientes circulantes no afectan la síntesis de estas señales, permitiendo operación adecuada a velocidad variable, como se muestra en la figura (8.20) y (8.21)

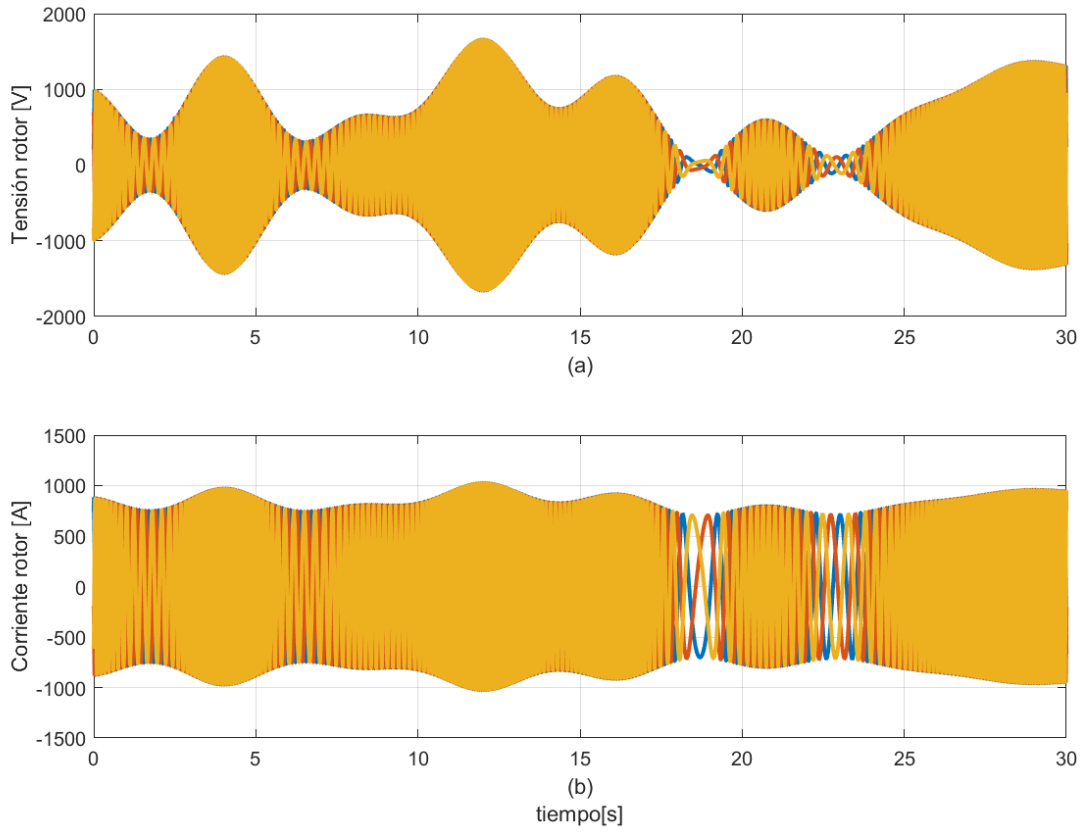


Figura 8.20: (a) Tensión fase-fase de rotor. (b) Corriente de rotor.

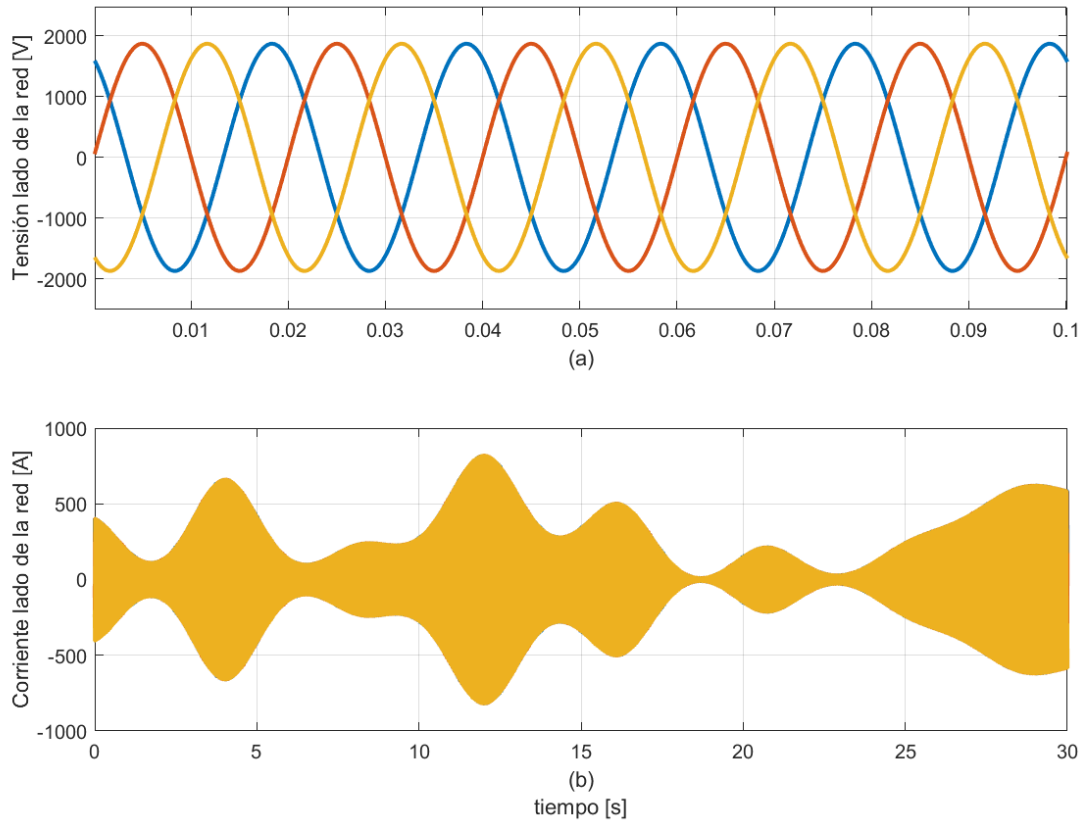


Figura 8.21: (a) Tensión fase-fase del lado de la red. (b) Corriente del lado de la red.

La tensión y corriente sintetizada por los cluster se muestra en la figura (8.22) corresponden a las tensiones de cluster, las que como el caso de velocidad fija posee componentes de frecuencia del lado de la red y de la máquina. son sintetizadas adecuadamente debido al balanceo de las tensiones CCV.

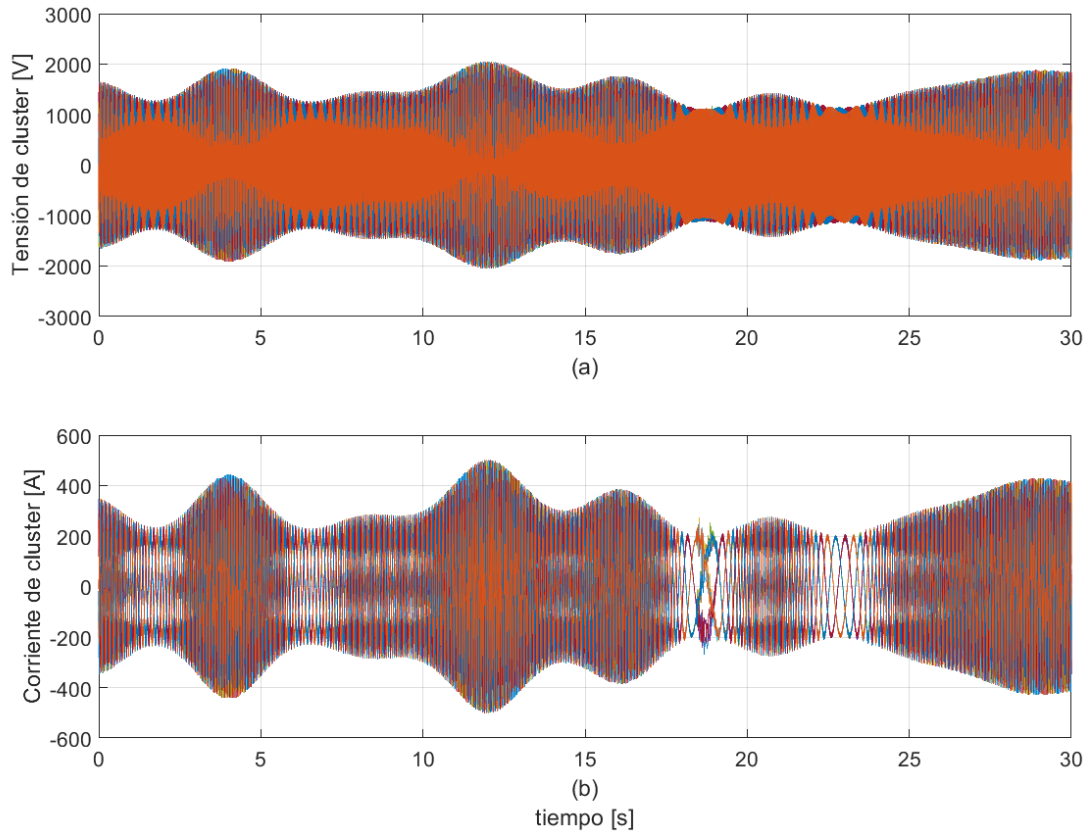


Figura 8.22: (a) Tensión de cluster. (b) Corriente de cluster.

Bajo las condiciones de generación a velocidad variable, se muestra en la figura (8.23) y (8.24), dónde la potencia reactiva en estator y en el lado de la red es regulada adecuadamente a cero en toda la simulación, en este caso operando fundamentalmente en hipersincronismo. La potencia de los puertos de entrada y salida del convertor son prácticamente iguales debido al balanceo medio CCV. El perfil de viento empleado y las potencias netas inyectadas a la red son mostrados en la figura (8.24), logrando factor de potencia unitario y la inyección de potencia variable, capturando la máxima potencia extraíble a la velocidad del viento indicada, que es coherente con las curvas (8.12). Adicionalmente la potencia inyectada a la red presenta menos oscilaciones que la velocidad del viento, debido al efecto filtro que presenta la turbina a velocidad variable.

El seguimiento MPPT es mejor visto en la figura (8.25), dónde se muestra la potencia de estator neta inyectada a la red, y la potencia óptima extraíble dependiente del cubo de la velocidad. La potencia es ligeramente menor en ciertos tramos, debido a las pérdidas internas de la máquina.

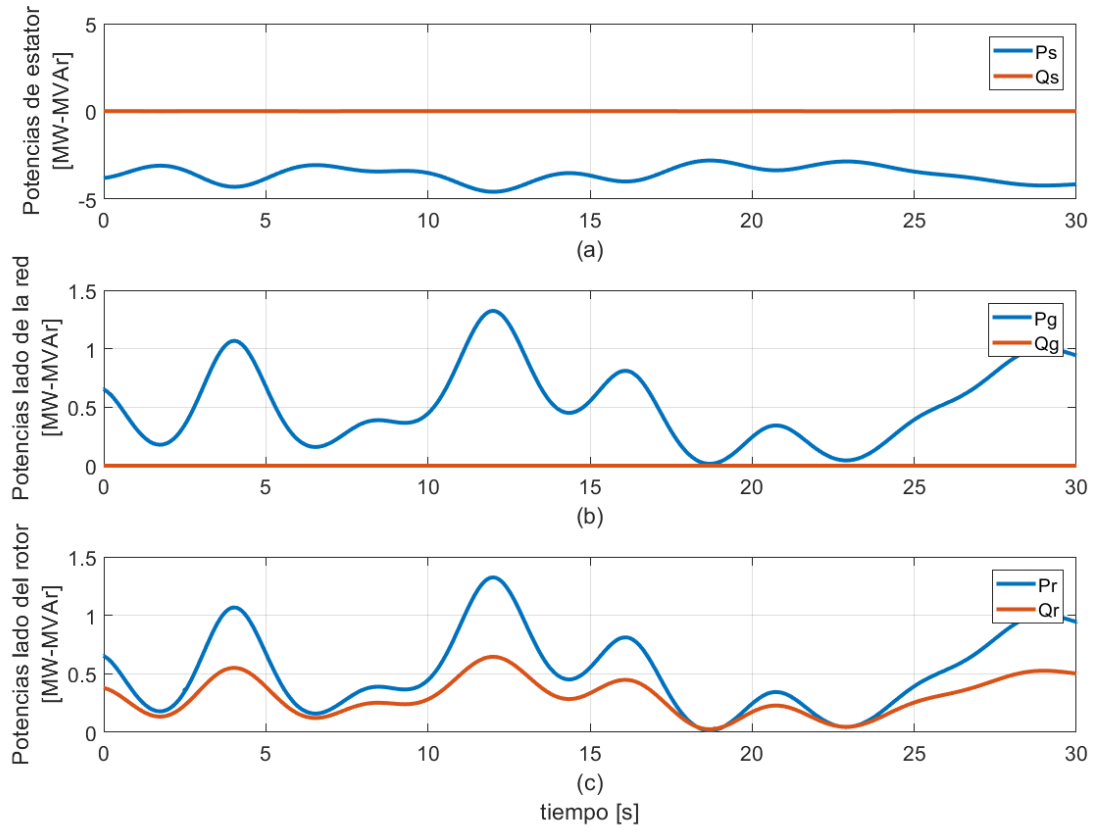


Figura 8.23: (a) Potencias de estator. (b) Potencias del lado de la red. (c) Potencias de rotor.

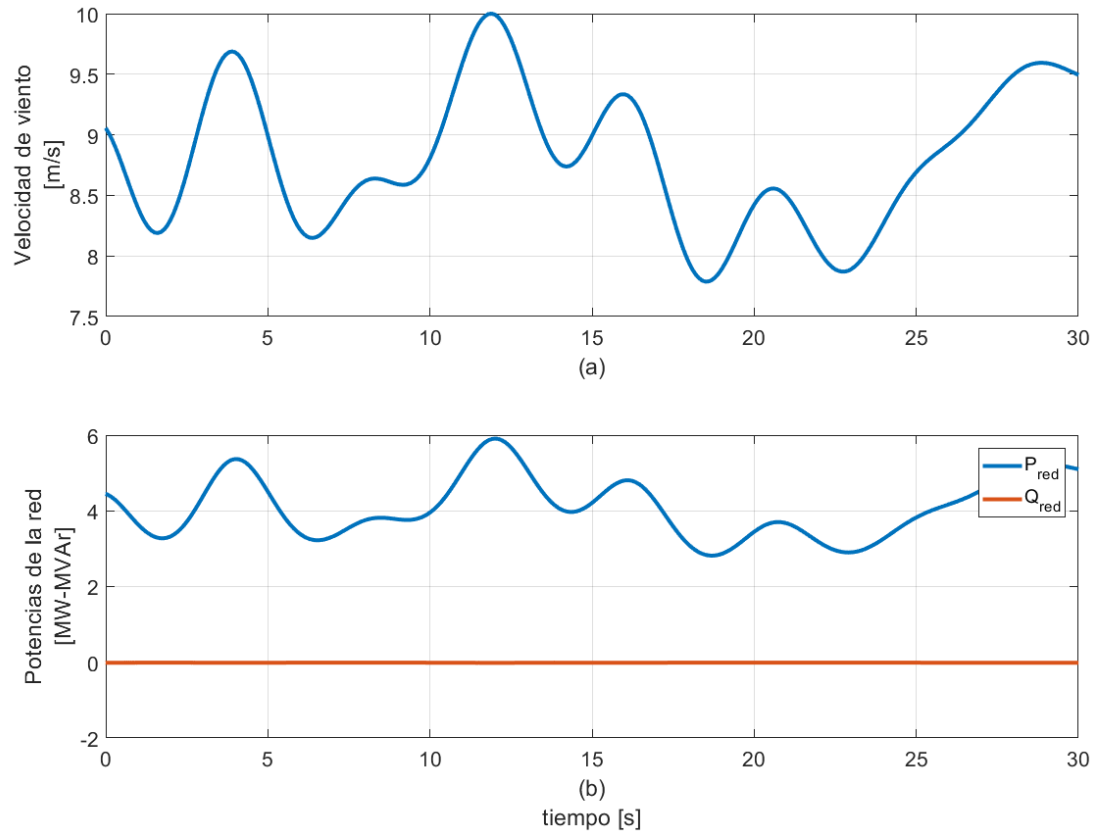


Figura 8.24: Potencias inyectada a la red del esquema de generación DFIG a velocidad variable.

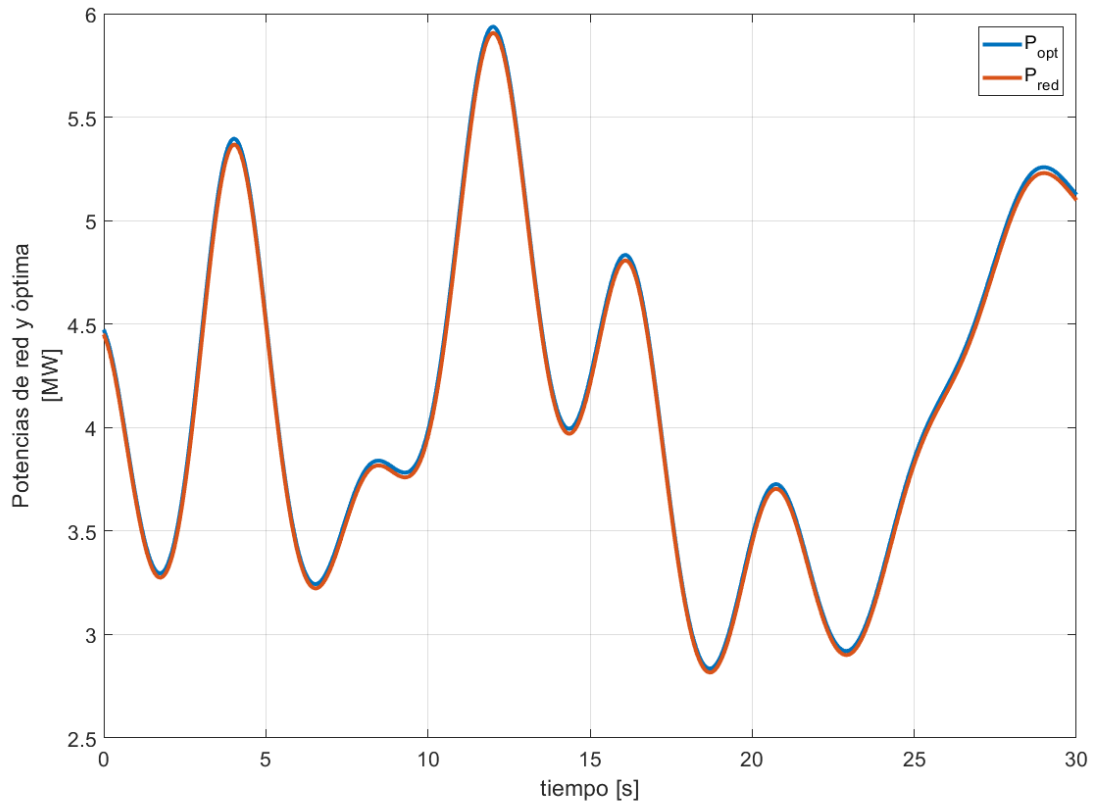


Figura 8.25: Seguimiento MPPT.

Las corrientes de la máquina son efectivamente reguladas con el control vectorial adaptado al DFIG, como se muestra en la figura (8.2), logrando el control de la potencia reactiva con la corriente  $d$  (simultáneo a la magnetización de la máquina), y la potencia activa de estator, cuya corriente de referencia es impuesta por el control MPPT.



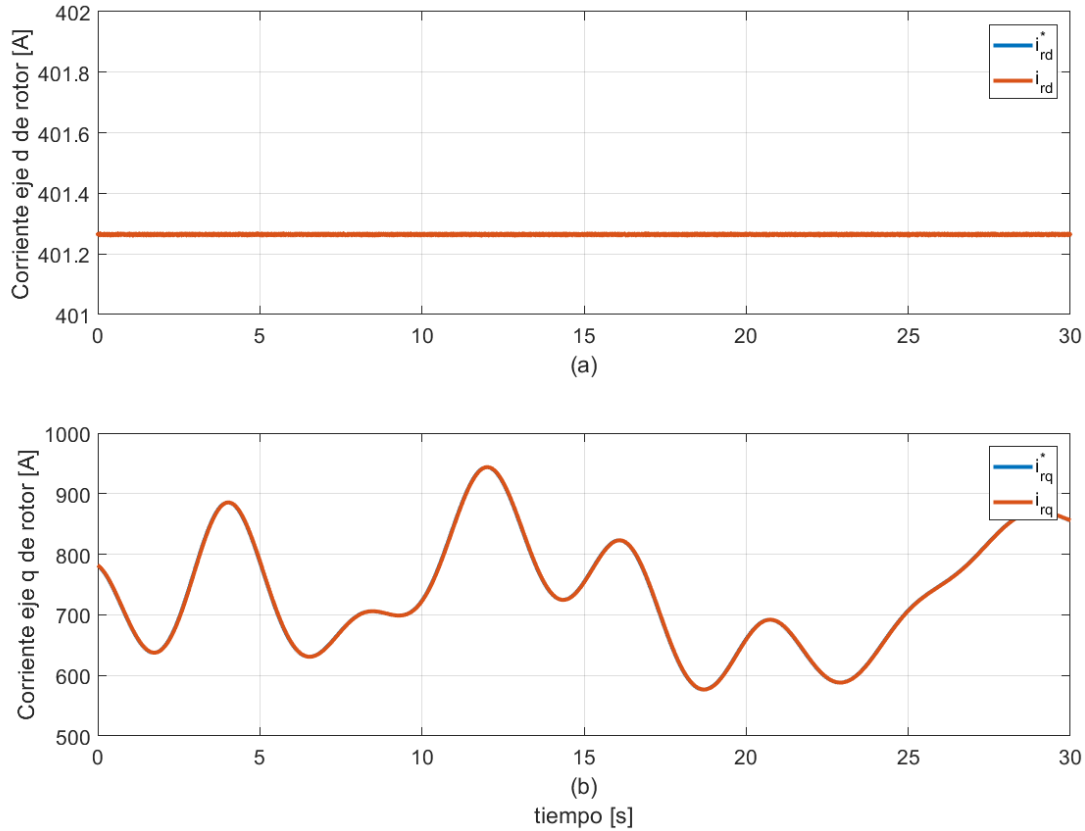


Figura 8.26: Corrientes en ejes dq de rotor bajo velocidad fija (a) Corriente reactiva. (b) Corriente de torque.

## 8.4. Resultados simulación frente a fallas simétricas y LVRT

Se valida la operación del DFIG frente a fallas trifásicas descrito en el capítulo (6), en términos de operación factible del convertor  $M^3C$  sin saturarse además de mantener controladas las corrientes y proveer requerimientos LVRT.

Debido a que la operación del sistema de generación eólica sin emplear transformador presenta mejores resultados en control frente a fallas, este es el sistema que se empleará, por lo que el convertor tiene mayor tensión en los condensadores.

Para esto, se considera el convertor modelado como fuentes controladas, suponiendo que se encuentra balanceado los condensadores CCV durante la falla, debido a esto, el control de corrientes circulantes fija dichas corrientes en 0.

La tensión de los cluster sin embargo se encuentra limitada a la restricción (6.43), considerando el deslizamiento máximo y  $k_{DFIG}$  de la tabla. Es decir, el cluster puede producir como máximo tensiones entre -5000 y 5000 V. Esta limitación se representa saturando la tensión

que el cluster debe sintetizar.

Los esquemas de control son los descritos en el capítulo (6).

Se prueba la máquina cuando esta se encuentra inyectando potencia nominal a la red (6MW) y en el tiempo  $t = 7$  se aplica una falla trifásica total, el que es aplicado durante 0.14 s. Durante los 0.9 s siguientes es aplicado un perfil de recuperación hasta su valor nominal.

Recientemente, la normativa chilena ha adoptado una normativa de requerimientos LVRT muy similar a la alemana, como se expresa en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

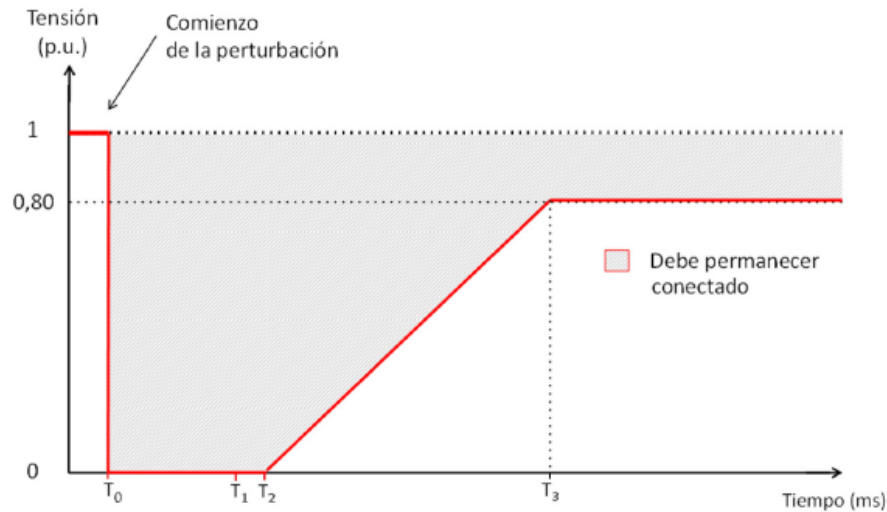


Figura 8.27: Requerimientos LVRT chileno de acuerdo a la NTSyCS.

En el que  $T_0 = 0[ms]$  es el inicio de la falla,  $T_1$  es el tiempo máximo de despeje de la falla, que varía según las características del punto de conexión entre 6 a 20 ciclos (120 [ms] a 400 [s]).  $T_2 = T_1 + 20[ms]$ ,  $T_3 = 1000[ms]$ .

Adicionalmente se requiere la inyección de corrientes reactivas de la normativa alemana.

La máquina, en consecuencia, debe ser capaz de mantenerse conectada y poder inyectar la totalidad de su capacidad de corriente en potencia reactiva. Por lo tanto, durante la falla, se inyecta en el eje d de la corriente de rotor toda la corriente nominal, para regular la potencia reactiva en estator, mientras que la potencia activa se fija en 0 durante la falla y la recuperación. De la misma manera, el el convertor del lado de la red, la inyección de corriente reactiva se fija al máximo, anulando la inyección de potencia activa.

La figura (8.28), (8.29) y (8.30) muestra las tensiones y corrientes en el estator, la red y el lado de la red. La tensión simulada de falla es la explicada. Las corrientes de red y de estator se encuentran correctamente reguladas dentro de sus valores nominales en todo momento de la falla, debido a que el convertor es capaz de controlar las corrientes en la falla.

El esquema de control empleado, que realimenta la contrafuerza electromotriz, genera

mayor transitorio en la tensión de rotor, para poder eliminar los transitorios de corriente.

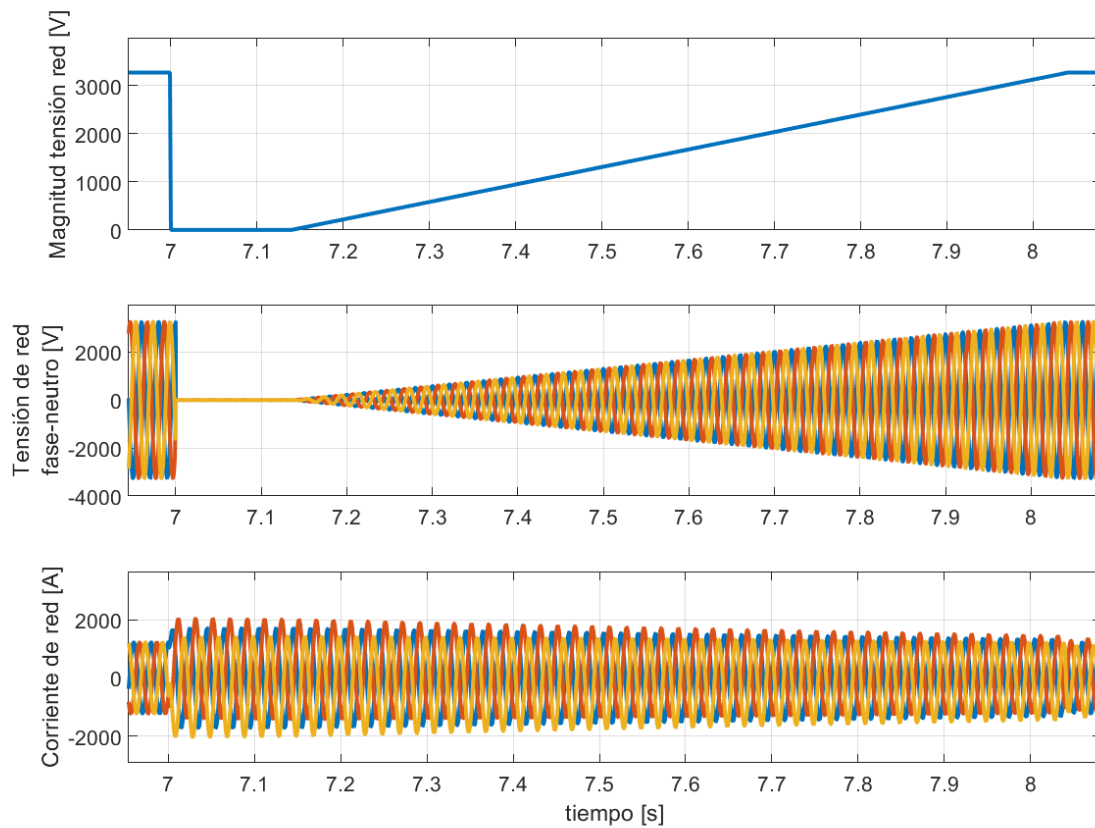


Figura 8.28: Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Magnitud de la tensión y falla. (b) tensión fase-neutro de red. (c) corriente fase-neutro de red.

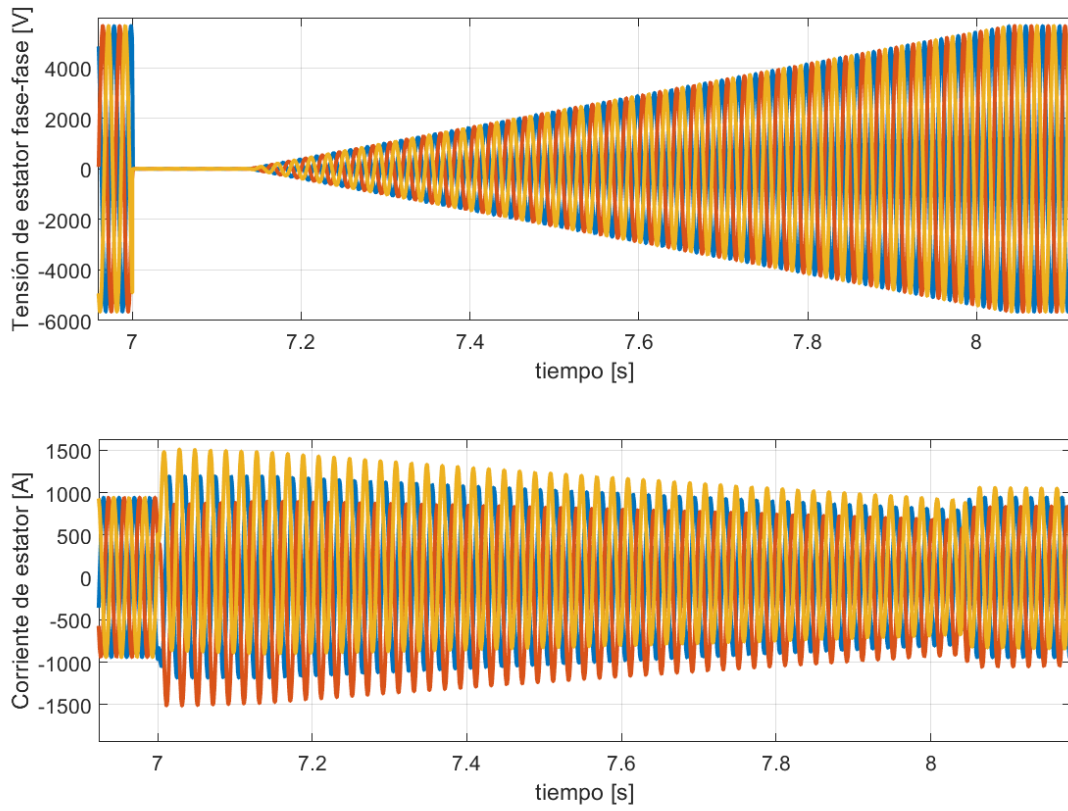


Figura 8.29: Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensión de estator. (b) Corriente de estator.

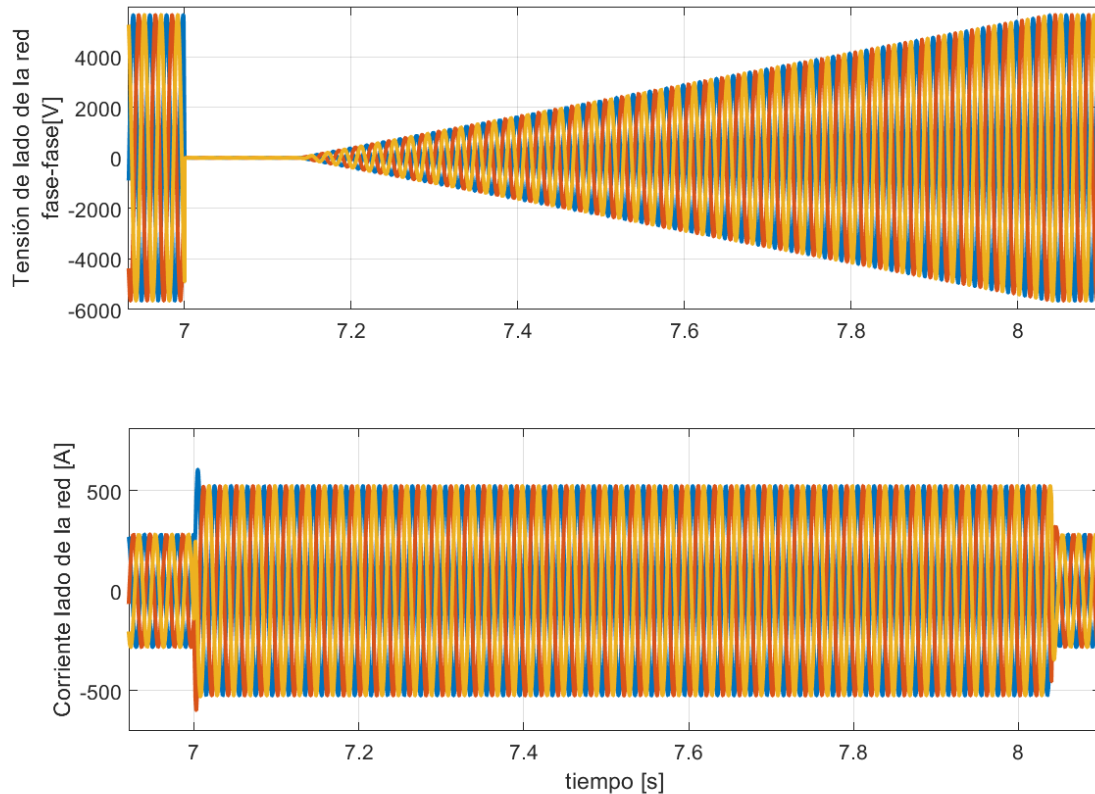


Figura 8.30: Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensión de lado de la red. (b) Corriente del lado de la red.

La figura (8.31) muestra que la sobretensión de rotor, que es aproximadamente 4 veces la tensión normal de operación. Esta sobretensión debida al flujo natural, como se estudió en el capítulo (6), es totalmente soportada por el convertidor debido a que los condensadores tienen disponibilidad de tensión para apoyar esta sobretensión. Las corrientes en consecuencia se encuentran totalmente reguladas, con buena amortiguación de acuerdo al esquema de control explicado, que realimenta la contrafuerza electromotriz originada por la tensión natural.

Las tensiones de los 9 cluster como se muestra en la figura (8.32), se encuentra dentro de los límites impuesto por la tensión CCV de cluster. De hecho, como se estudió analíticamente, dicha tensión durante la falla alcanza el valor de tensión que posee durante la operación normal, y conforme el flujo natural decae, decae dicha tensión. En la recuperación, hay una elevación de tensión debido a que aún persiste el flujo natural sumado al perfil de recuperación. El flujo de estator y su componente natural es visualizado en la figura (8.33), donde se observa el lento decaimiento de este flujo, el que es aún mayor debido a la inyección de corriente reactiva, de acuerdo a (6.22). La frecuencia de la tensión de cluster durante los primeros instantes es la tensión de rotor, debido a que la red ha sufrido una caída total de la misma. Las corrientes de cluster por otro lado presentan ambas componentes de frecuencia, ya que se inyecta inmediatamente iniciada la falla, corrientes reactivas en el lado de rotor y de estator,

como se muestra en la figura (8.34) y (8.35). El control de dichas corrientes presenta buena regulación y dinámica, generando escasos transitorios que deriven en sobrecorrientes en el rotor y en la red.

El fenómeno de la baja tensión de cluster, frente a la gran sobretensión de rotor, se debe a que el cluster sintetiza la suma de la tensión del lado de la red y del lado del rotor, por lo que la ausencia de tensión en el lado de la red, genera menor tensión en el cluster.

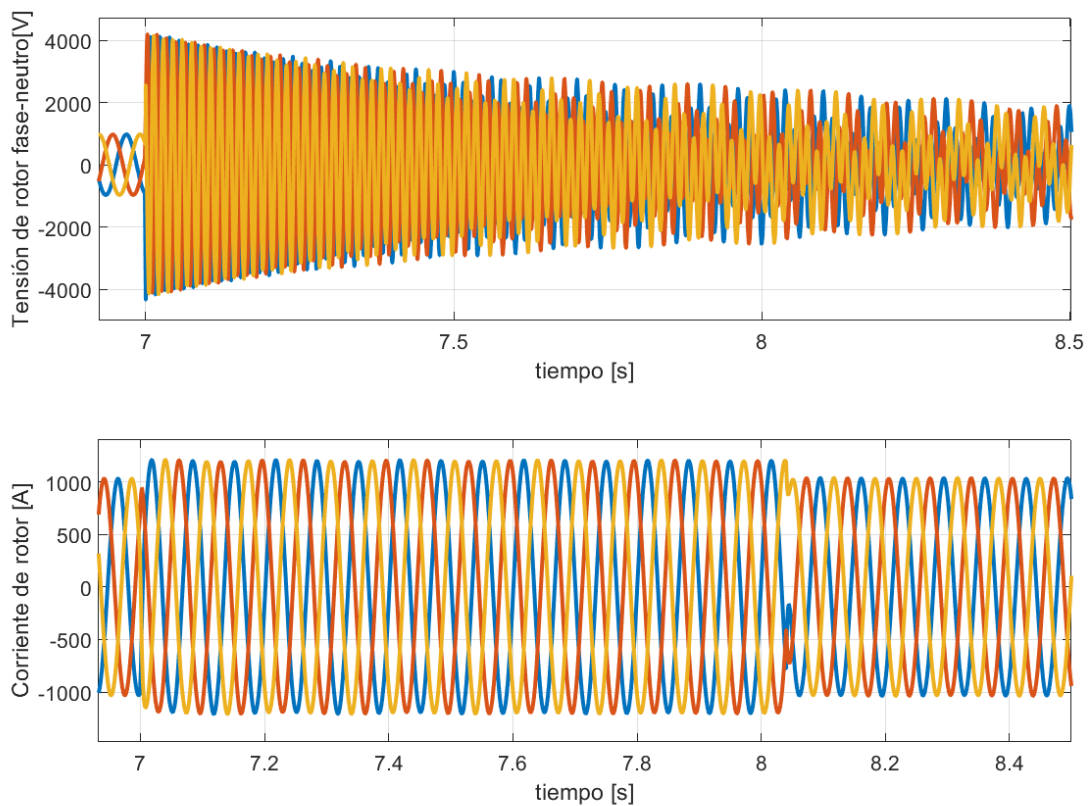


Figura 8.31: Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensión de rotor. (b) Corriente de rotor.

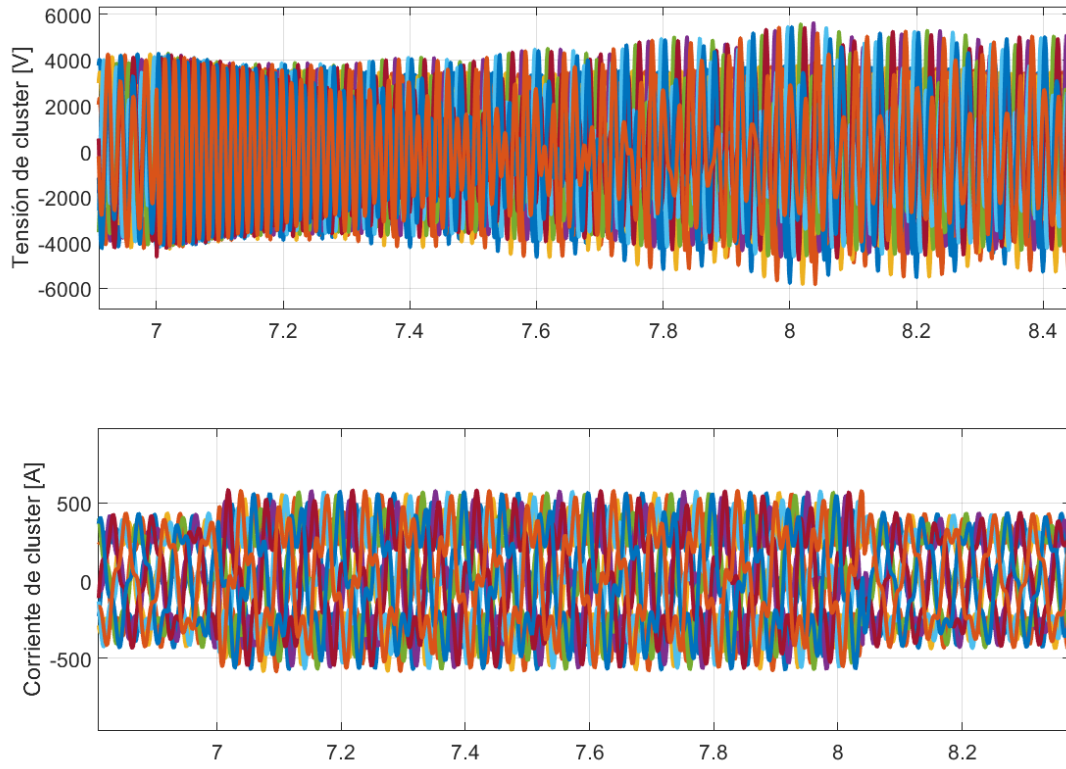


Figura 8.32: Resultados de simulación para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Tensiones de cluster. (b) Corrientes de cluster.

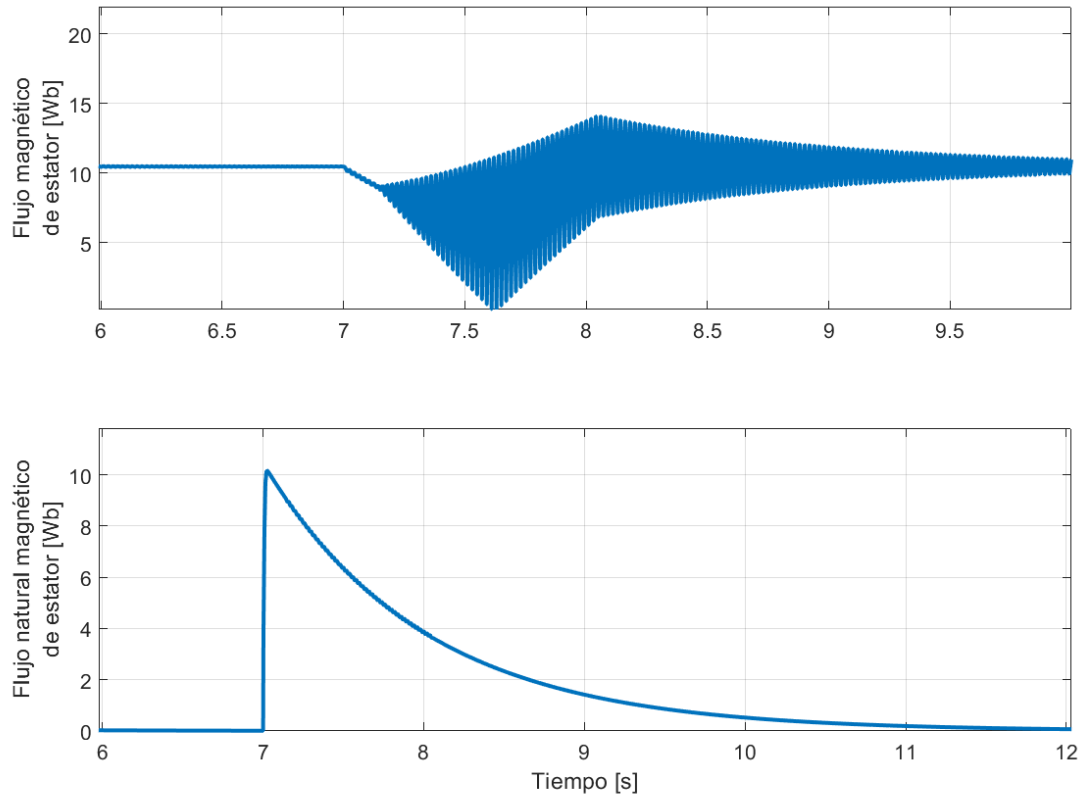


Figura 8.33: Resultados de simulación del flujo de estator en ejes en la operación frente falla trifásica total y control LVRT y evolución del flujo natural de estator.



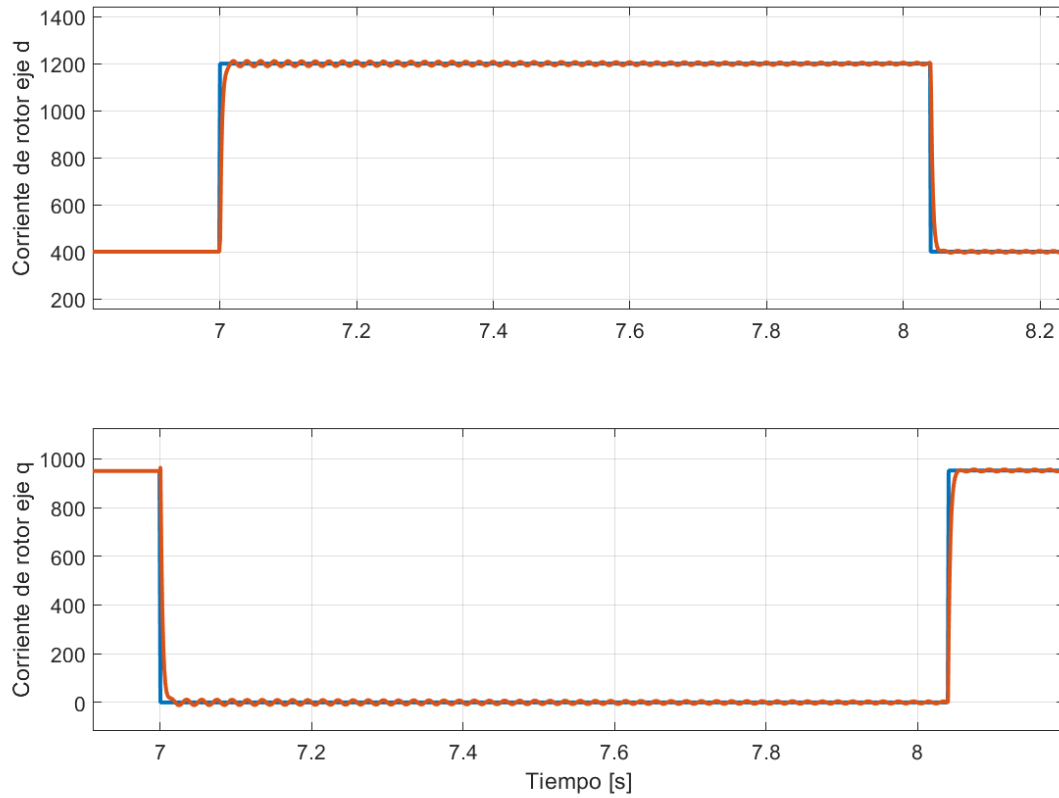


Figura 8.34: Resultados de simulación corriente de rotor en ejes  $dq$  para la operación frente falla trifásica total y control LVRT.

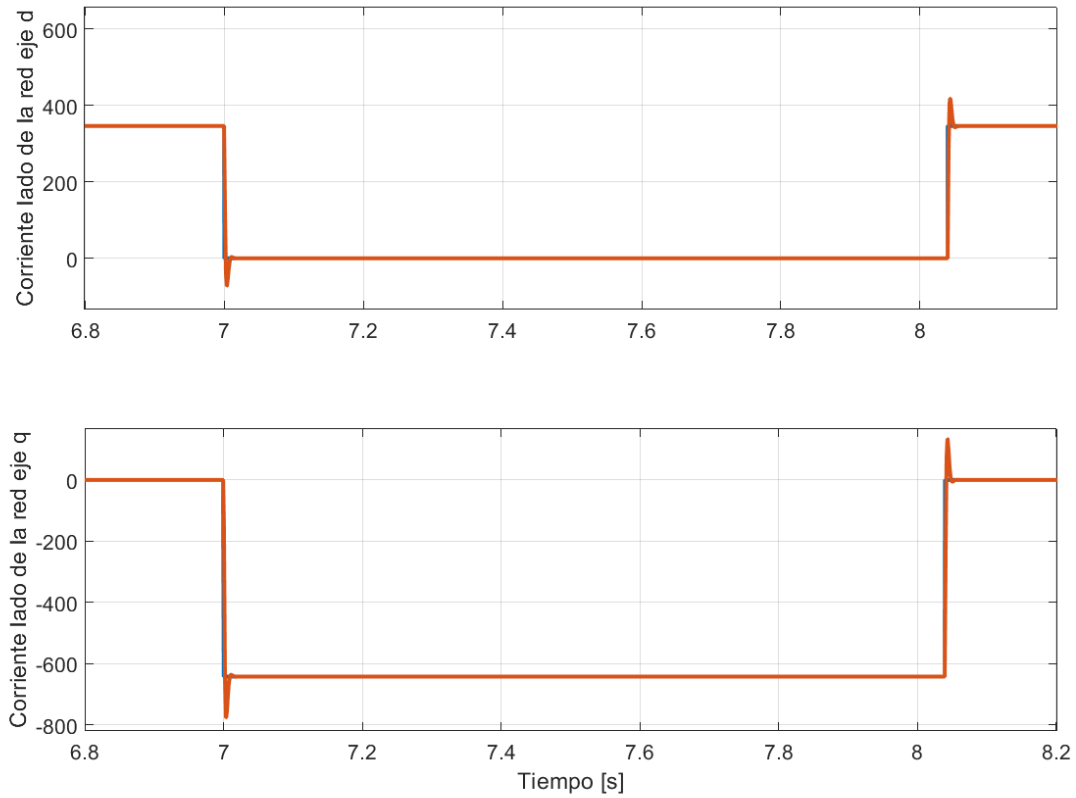


Figura 8.35: Resultados de simulación corriente del lado de la red en ejes  $dq$  para la operación frente falla trifásica total y control LVRT.

Finalmente, las potencias inyectadas debido al control LVRT se muestran en las figuras (8.36) y (8.37). Durante la falla total, la potencia inyectada en estator, lado de la red y la red es nula, debido a que la tensión es nula, pero iniciada la recuperación, la potencia reactiva es inyectada en estator y en el lado de la red, para el soporte de falla. El signo negativo de las potencias de estator se deben al sentido motor de medición de las corrientes. Las potencias presentan oscilaciones debido al flujo natural presente.

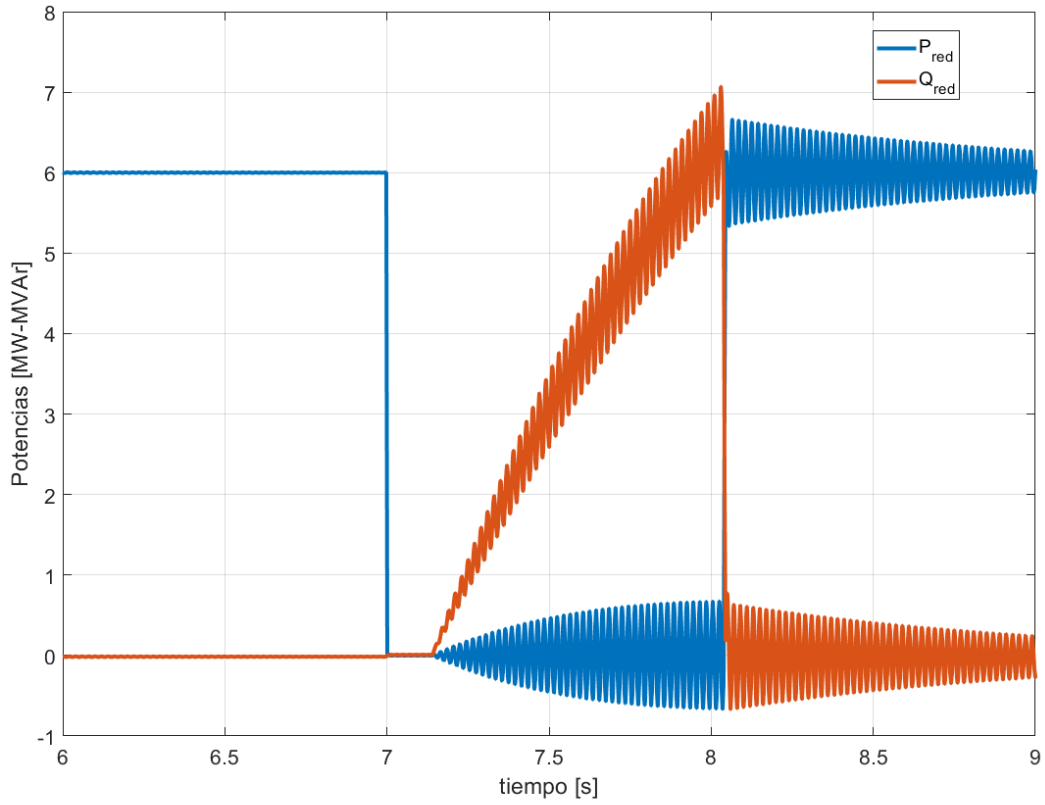


Figura 8.36: Potencia activa y reactiva en la red para la operación frente falla trifásica total y control LVRT.

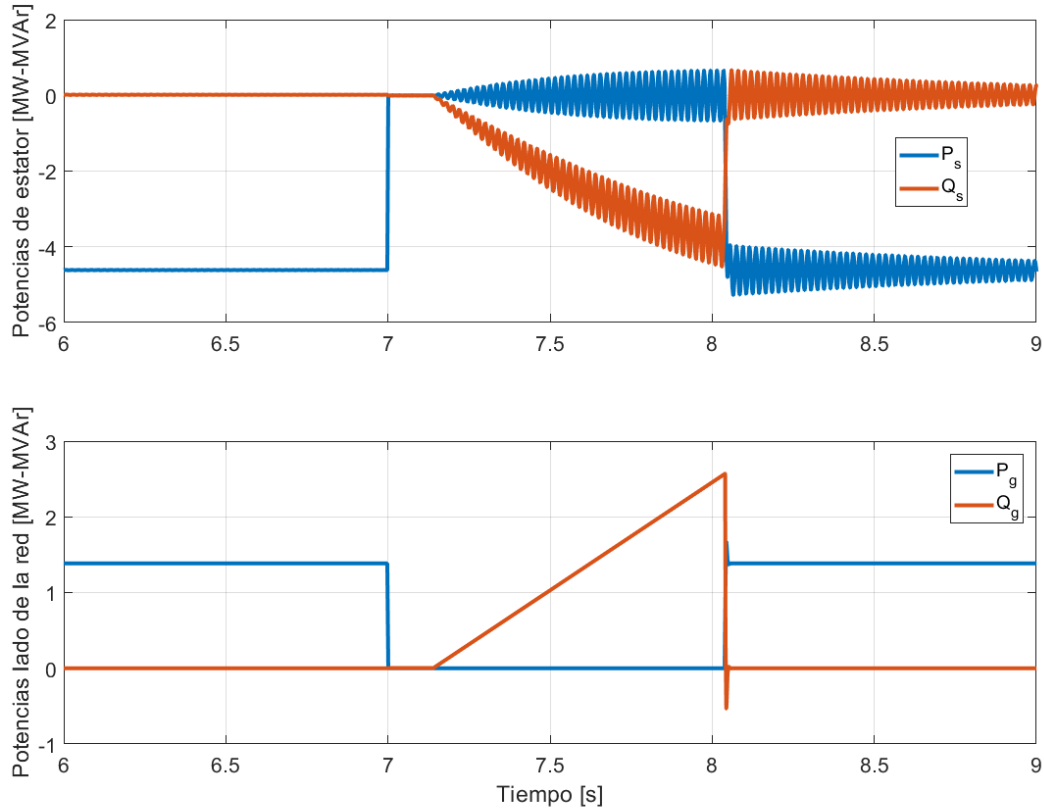


Figura 8.37: Potencia activa y reactiva para la operación frente falla trifásica total y control LVRT. (a) Potencia activa y reactiva en estator. (b) potencia activa y reactiva en el lado de la red.

Dado que es posible controlar totalmente la corriente de rotor durante la falla, es posible iniciar un control de desmagnetización, para eliminar estas oscilaciones si es requerido. Se debe limitar sin embargo la corriente inyectada, debido a que estos esquemas generalmente requieren de altos peak de corriente. De acuerdo a lo demostrado mediante simulaciones y analíticamente, en ningún momento es necesario la activación de un crowbar. Sin embargo, si la razón de transformación del DFIG es mayor o bien se opera el convertidor con un transformador en el lado de la red, entonces se requerirá la activación de un crowbar. Sin embargo, debido a que la tensión que el convertidor puede entregar es mayor, y de acuerdo al circuito equivalente de rotor (6.1), el crowbar necesario será de menor magnitud, por lo que permitirá una rápida desmagnetización, y consecuentemente rápidamente tomará acción el control LVRT.

## 8.5. Resultados simulación frente a fallas asimétricas y LVRT

De igual manera que para fallas simétricas, se simula las fallas asimétricas, con el control propuesto descrito en el capítulo (7). Se simula con fuentes controladas y la corriente circulante se lleva a cero, suponiendo que los condensadores se encuentran balanceados con alguna adecuada estrategia de control.

Se prueba el análisis teórico establecido del soporte de tensión para fallas asimétricas con el convertidor  $M^3C$ , analizando la saturación de los subconvertidores respectivos.

### 8.5.1. Resultados control DFIG con convertidor $M^3C$ bajo fallas asimétricas

Se prueba el control para fallas asimétricas mediante el control del capítulo (7). La máquina se encuentra operando con velocidad de viento de 10 [m/s], en consecuencia está inyectando la potencia nominal de 6 [MW] con un deslizamiento de -0.3. Además el control opera con factor de potencia unitario. En  $t = 7[s]$  ocurre una falla monofásica de profundidad  $d = 0,5$ , por lo que, de acuerdo a la normativa, se debe inyectar un 100 % de corrientes reactivas.

Las figuras (8.38), (8.39) y (8.40) muestra las tensiones y corrientes de la red, las tensiones y corrientes de estator y las tensiones y corrientes en el rotor. La falla produce componentes de secuencia positiva y negativa en dichas señales. En el rotor dichas señales giran con velocidad de  $\omega_s - \omega_r$  y  $\omega_s + \omega_r$  las señales de secuencia positiva y negativa. El sistema de control separa adecuadamente las componentes, empleando DSC, con un desfase de 5 [ms], que causa algunos elevados, pero controlados transitorios.

La sobretensión de rotor es del orden de 2.2 veces la tensión máxima normal de rotor, como fue establecido teóricamente. El sistema de control funciona adecuadamente, inyectando corrientes de secuencia positiva y negativa en el rotor, y en consecuencia, teniendo corrientes de secuencia positiva y negativa en el estator.

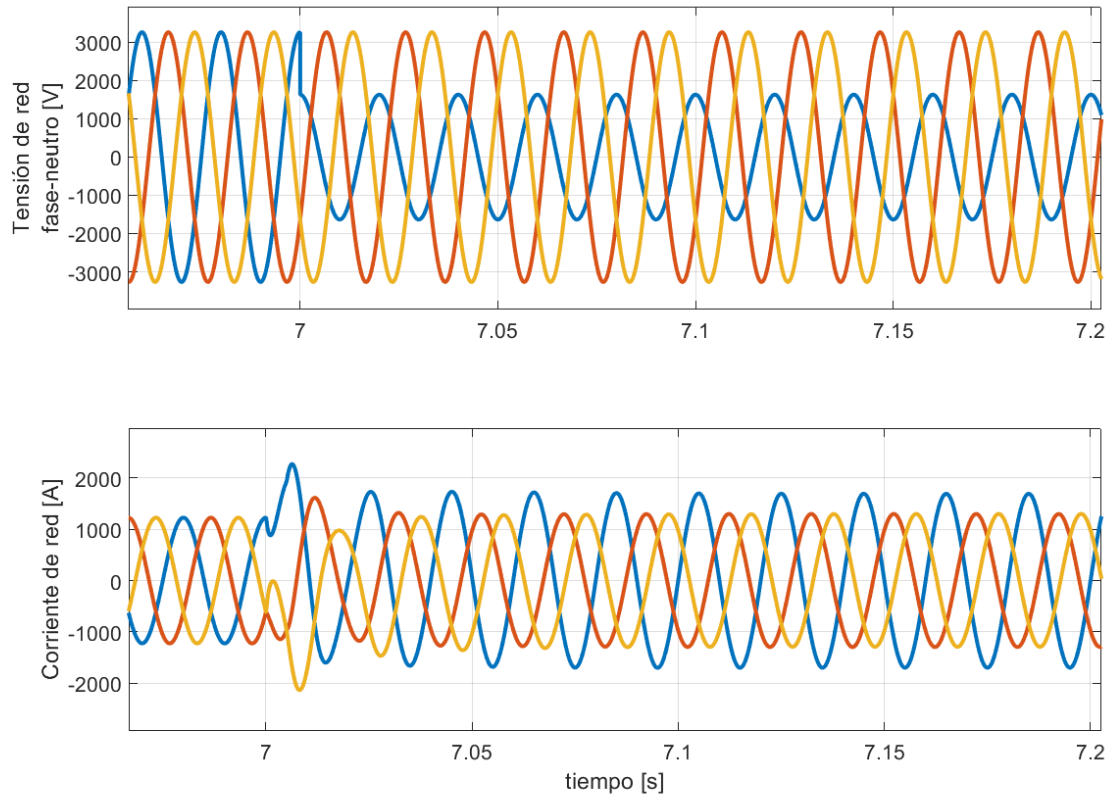


Figura 8.38: Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Magnitud de la tensión y falla. (b) tensión fase-neutro de red. (c) corriente fase-neutro de red.

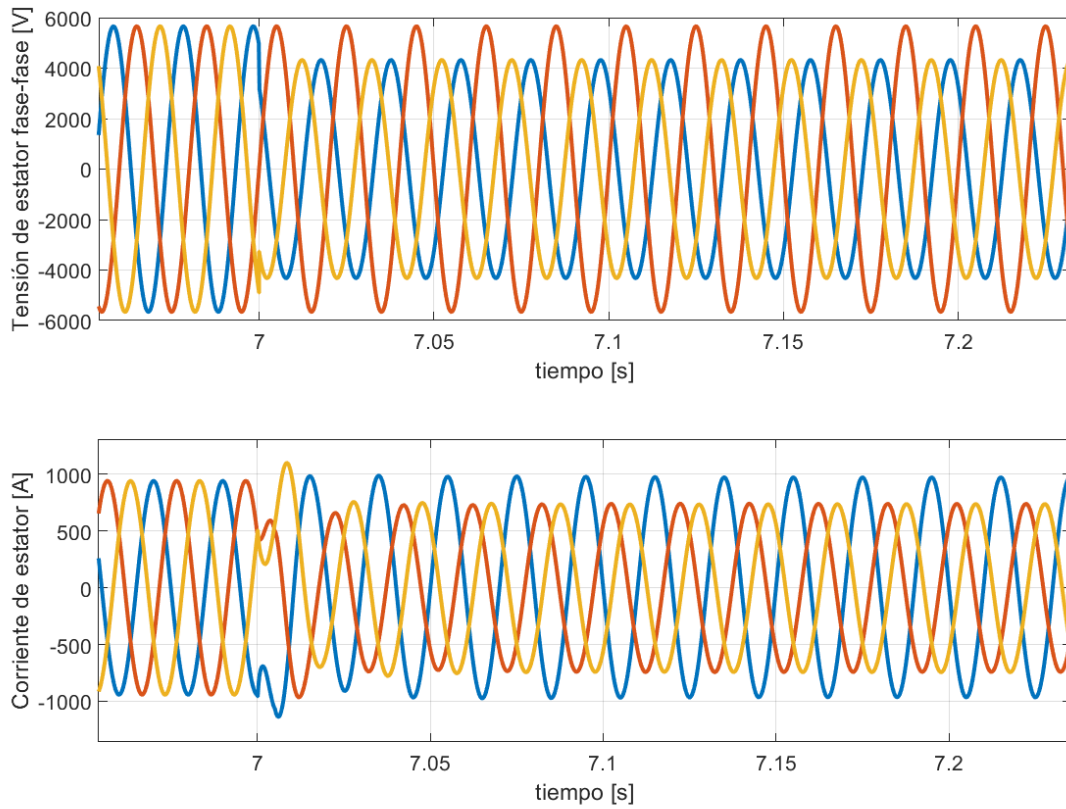


Figura 8.39: Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Tensión de estator. (b) Corriente de estator.

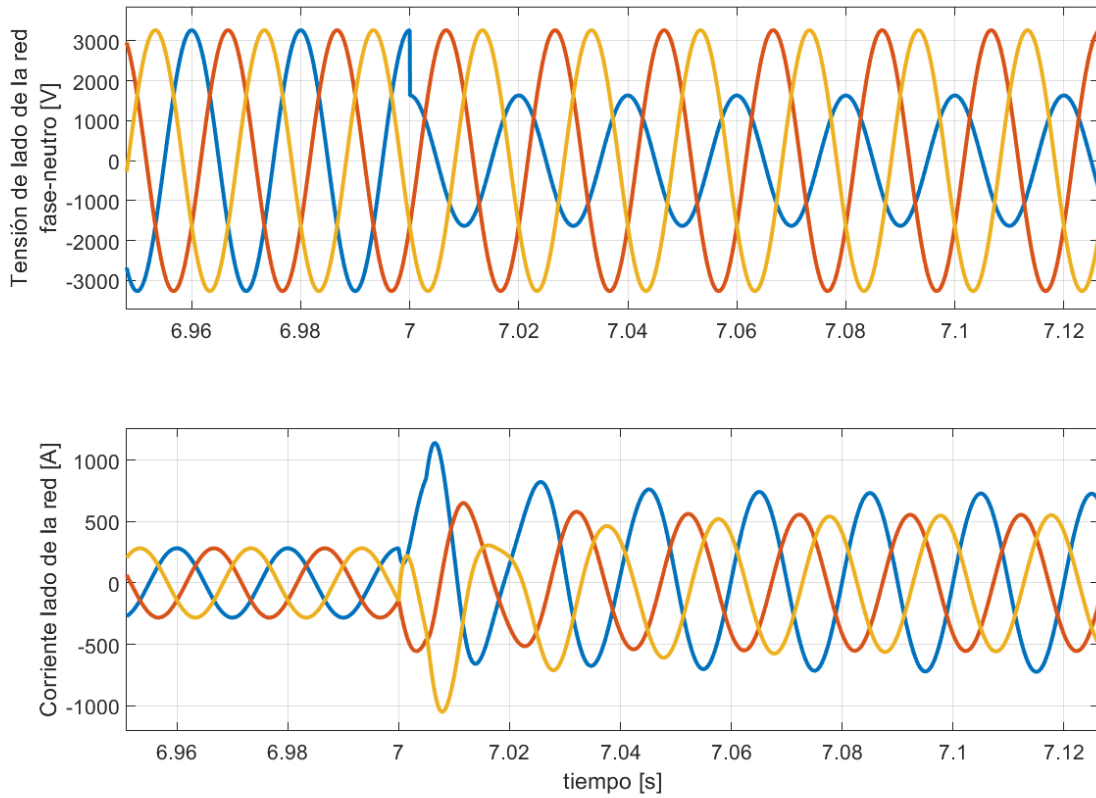


Figura 8.40: Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica total y control LVRT. (a) Tensión de lado de la red. (b) Corriente del lado de la red.



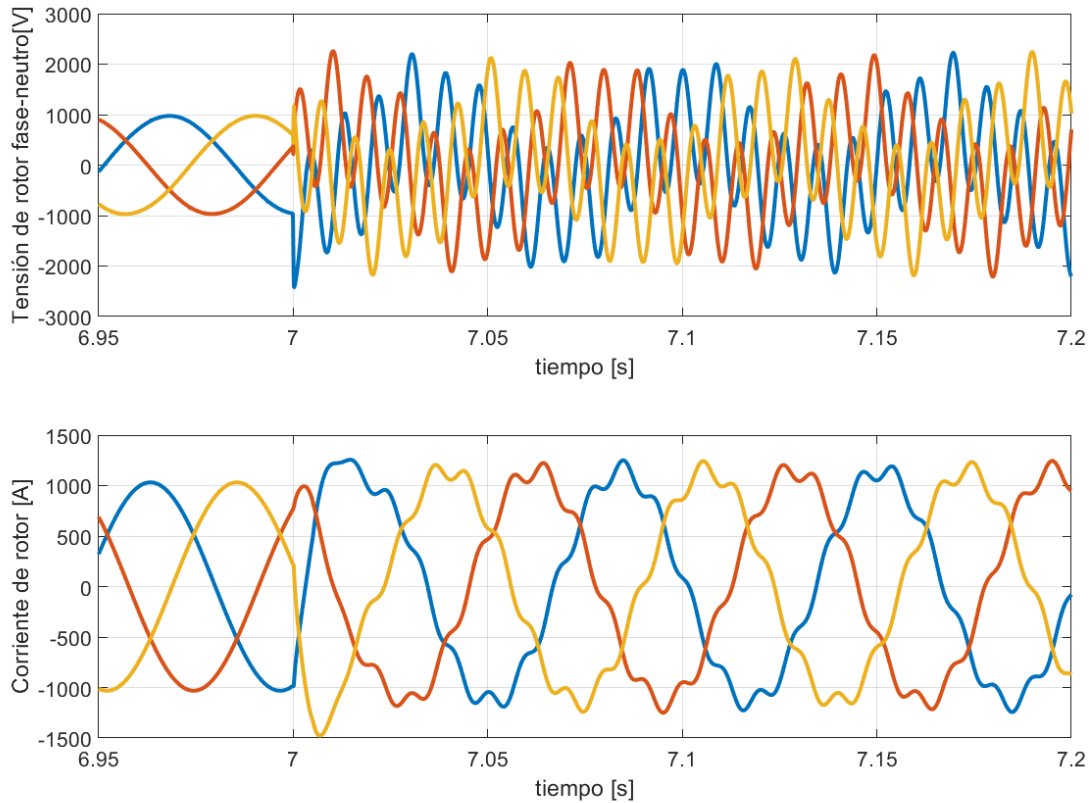


Figura 8.41: Resultados de simulación para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Tensión de rotor. (b) Corriente de rotor.

Las tensiones y corrientes de clusters son analizadas en términos de los subconvertidores (SC) A, B y C, los que corresponden a los conectados a las fases r, s, t de la red, respectivamente. El análisis teórico en base a un conversor simplificado de un cluster por fase se mantiene en los 9 cluster. Se observa que el SC A presenta una disminución ligera de tensión a 3.75 veces la tensión de rotor, menor al valor normal de operación, mientras que la tensión en las fases sanas, (los SC B y C) sube ligeramente a 4.65, tal como se estudió en el capítulo 8, figuras (7.15). La influencia de la corriente inyectada es escasa en la tensión de rotor, debido a los bajos valores de las impedancias de rotor en secuencia positiva y negativa.

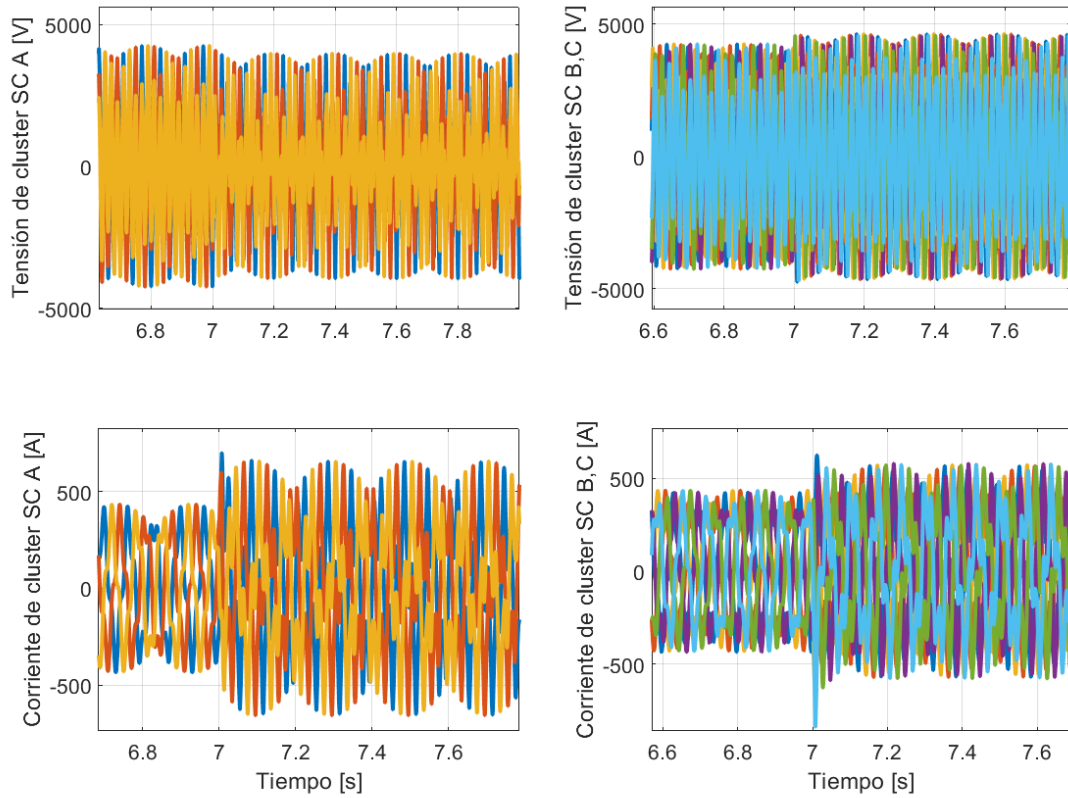


Figura 8.42: Resultados de simulación para la operación frente a una falla monofásica y control LVRT. (a) Tensiones de cluster. (b) Corrientes de cluster.

Por otro lado, la falla ocurre en un instante de un ciclo de la falla, por lo tanto, no existe flujo natural. El flujo ocurrida la falla presenta en consecuencia componente de secuencia positiva y negativa como se observa en la figura (8.43).

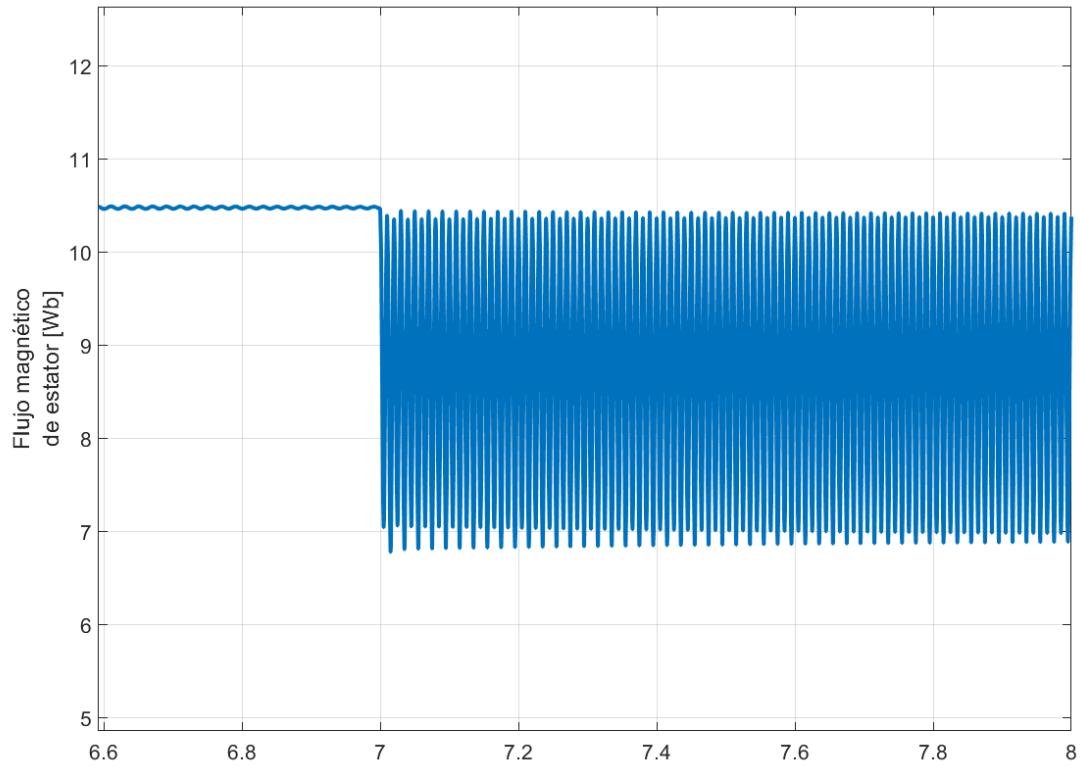


Figura 8.43: Resultados de simulación del flujo de estator en ejes  $dq$  en la operación frente falla monofásica y control LVRT.

El control vectorial simulado dual posee buena dinámica para el control de corrientes de secuencia positiva y negativa, algunos importantes transitorios son obtenidos por la implementación de DSC y su *delay* de un cuarto de ciclo.

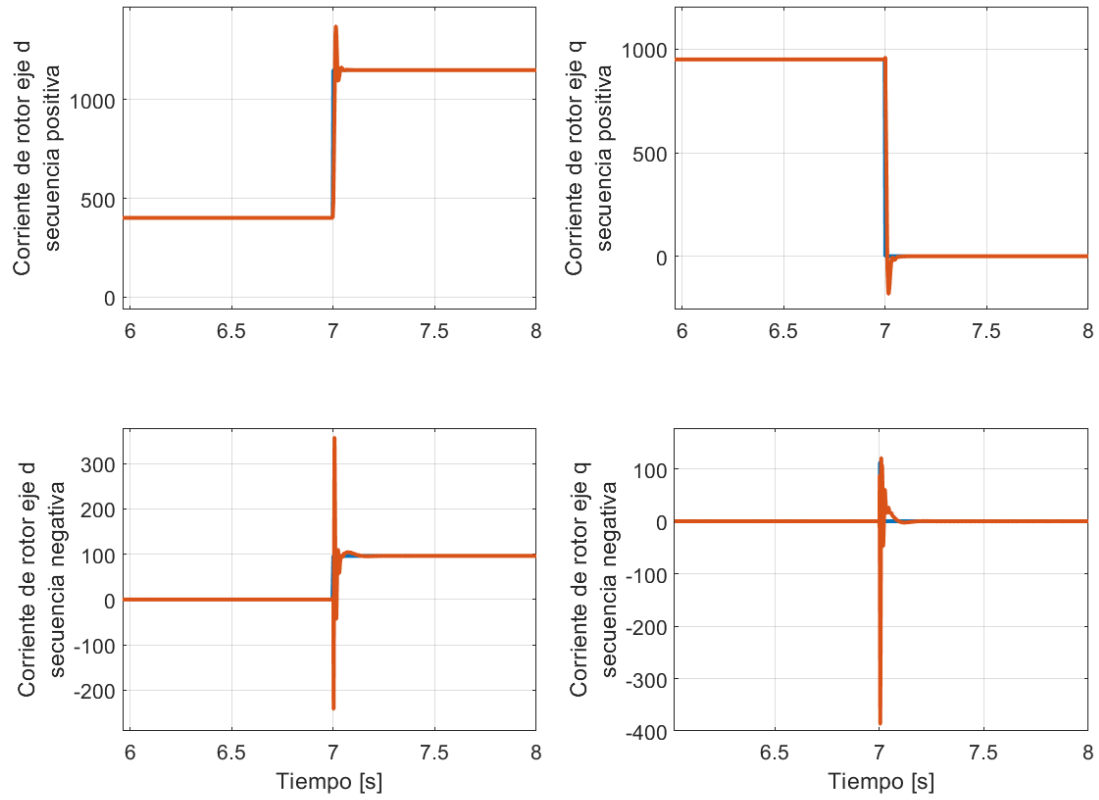


Figura 8.44: Resultados de simulación corriente de rotor en ejes dq para la operación frente falla monofásica y control LVRT.

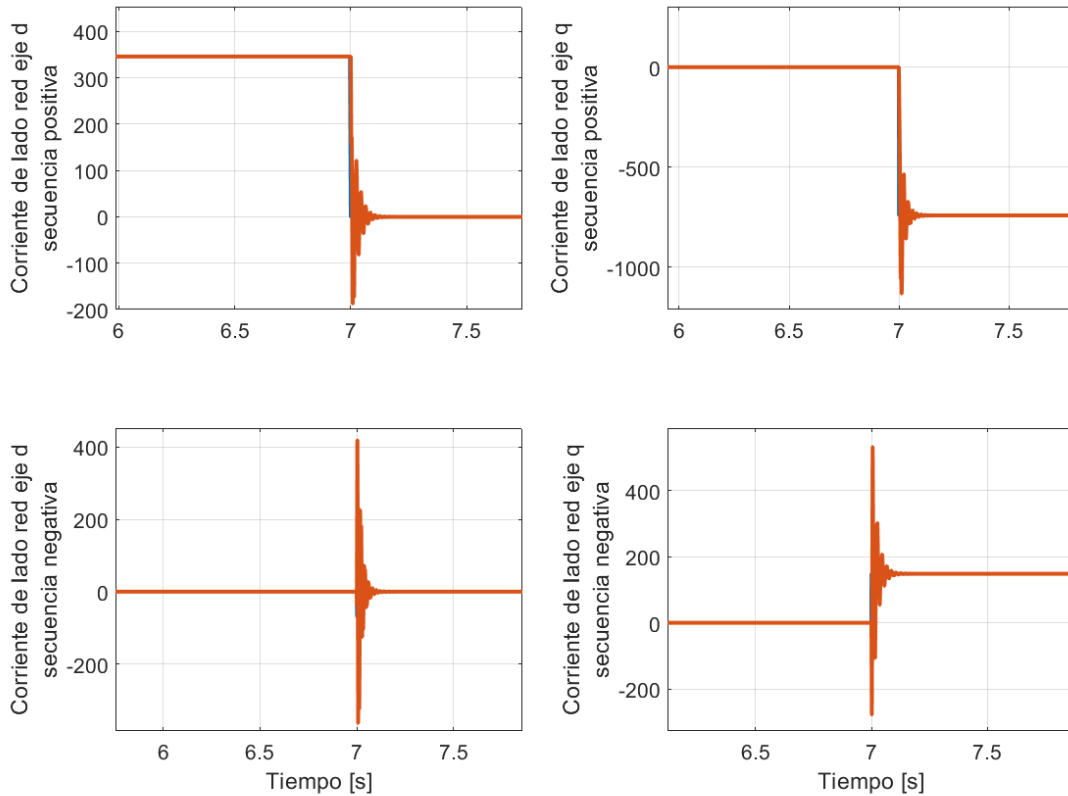


Figura 8.45: Resultados de simulación corriente del lado de la red en ejes  $dq$  para la operación frente falla monofásica y control LVRT.

Finalmente, los requerimientos de reactivos son cumplidos mediante la inyección de la capacidad total en corriente reactiva en el estator y en el rotor, como se observa en la figura (8.46). La figura (8.46) muestra la inyección en el estator y en el lado de la red. Como se mencionó, no se puede controlar las oscilaciones de segunda frecuencia (100 Hz) en la potencia reactiva, pero se regula adecuadamente el valor medio de la misma.

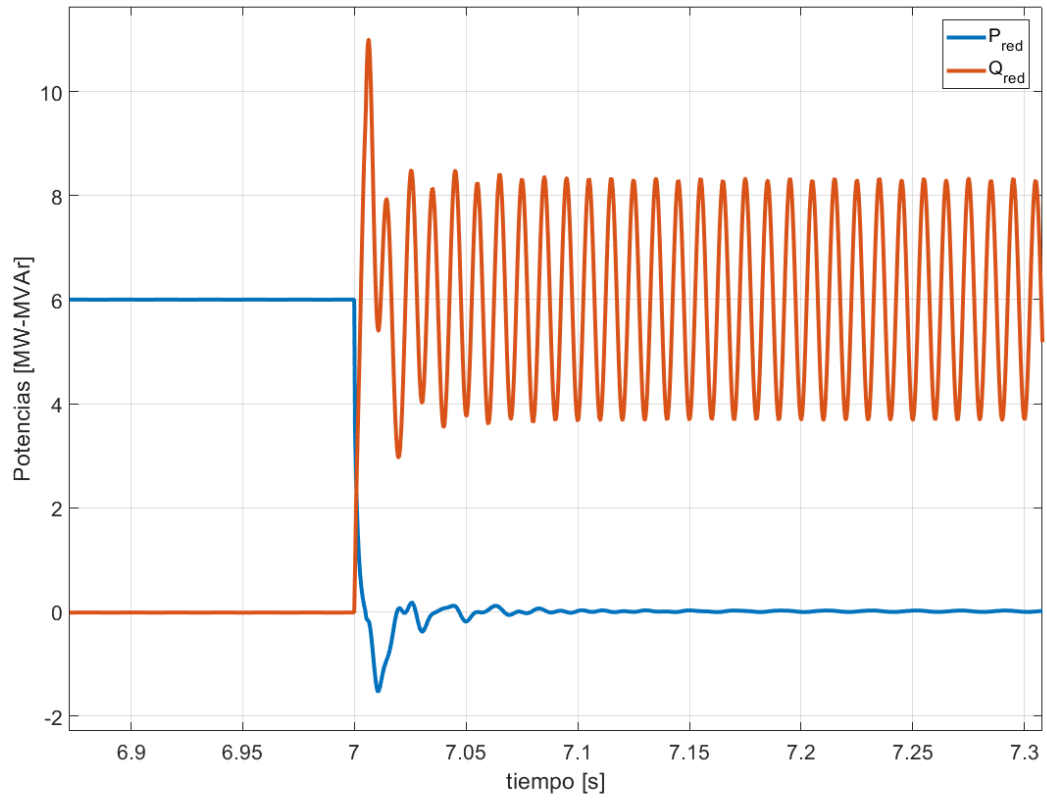


Figura 8.46: Potencia activa y reactiva en la red para la operación frente falla monofásica y control LVRT.

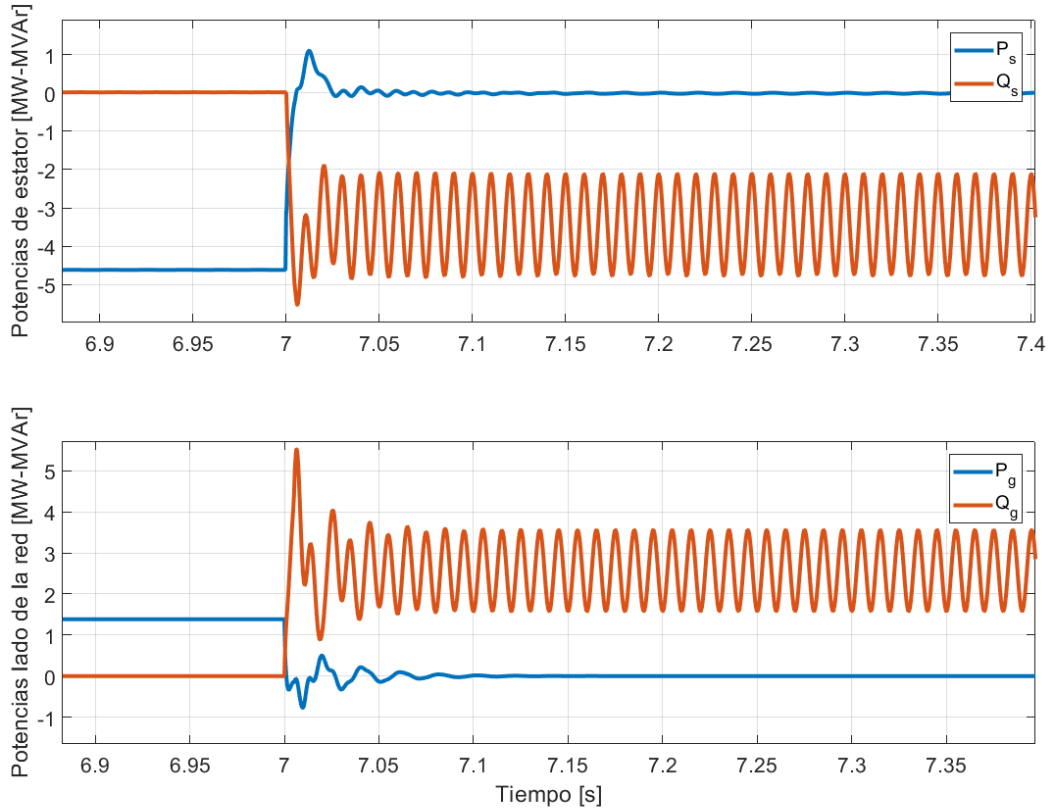


Figura 8.47: Potencia activa y reactiva para la operación frente falla monofásica y control LVRT. (a) Potencia activa y reactiva en estator. (b) potencia activa y reactiva en el lado de la red.

## 8.5.2. Controlabilidad de corrientes en fallas asimétricas

### Falla monofásica total con flujo natural

Se verifica la controlabilidad de corrientes en fallas asimétricas monofásicas y bifásicas, considerando el peor caso, en el que las sobretensiones de rotor son elevadas debido a la presencia de flujo natural, además el deslizamiento es simulado en -0.3. Para esto se analiza las tensiones de cluster y las tensiones y corrientes de rotor. Ocurrida la falla, se proporciona corriente reactiva de acuerdo a los requerimientos LVRT.

La tensión de cluster es fijada en la suma de la tensión del lado de la red y la tensión máxima de rotor en operación normal. además de un dimensionamiento de un 10 % para transitorios. Por lo que la tensión CCV es fijada en 4700 aproximadamente.

La figura (8.48) muestra la tensión de red simulada, con una falla monofásica total que ocurre en  $t = 7,005[s]$ , por lo que presenta flujo natural. Esto provoca una mayor sobretensión en el rotor (figura (8.49)), del orden de 4 veces la tensión de rotor como se mostró analíticamente en (7.1), debido a que sobrepasa la tensión máxima que el convertor puede

entregar, se produce un peak de corriente que sobrepasa el valor nominal, hasta que el flujo natural decae lo suficiente.

La figura (8.50) muestra que la tensión de cluster del SC se encuentra en los límites permitidos, con ligera saturación en el comienzo de la falla. Por otro lado la tensión de los cluster de los SCs B y C presenta saturación en toda la duración de la falla, debido a que deben sintetizar las tensiones sanas de la red además de la sobretensión de rotor. Esto lleva a que las corrientes de cluster sean menores en el SC A, que en el subconvertidor B y C, donde supera los límites permitidos. La tensión requerida para controlar las corrientes sin saturar se muestra en la figura (8.51), donde se muestra que para los SCs B y C, dicha tensión es muy elevada.

Un dimensionamiento de dos veces la tensión de estator, permite controlar de mejor manera, con muy pocos transitorios de corriente, la totalidad de las fallas monofásicas que se puedan producir.

Debido a que la tensión del SC A está en el rango, aporta al control de corrientes, por lo que la tensión de rotor es menor que empleando convertidores tradicionales BTB, donde se pueden alcanzar corrientes de 3 a 5 veces la nominal. Así mismo, esta mayor tensión permite el uso de crowbar reducidos.

La metodología que se propone es conectar el crowbar durante los primeros instantes para desmagnetizar la máquina, y luego efectuar el control permanente de las corrientes por el convertidor, si los límites de este son los adecuados, según los perfiles estudiados.



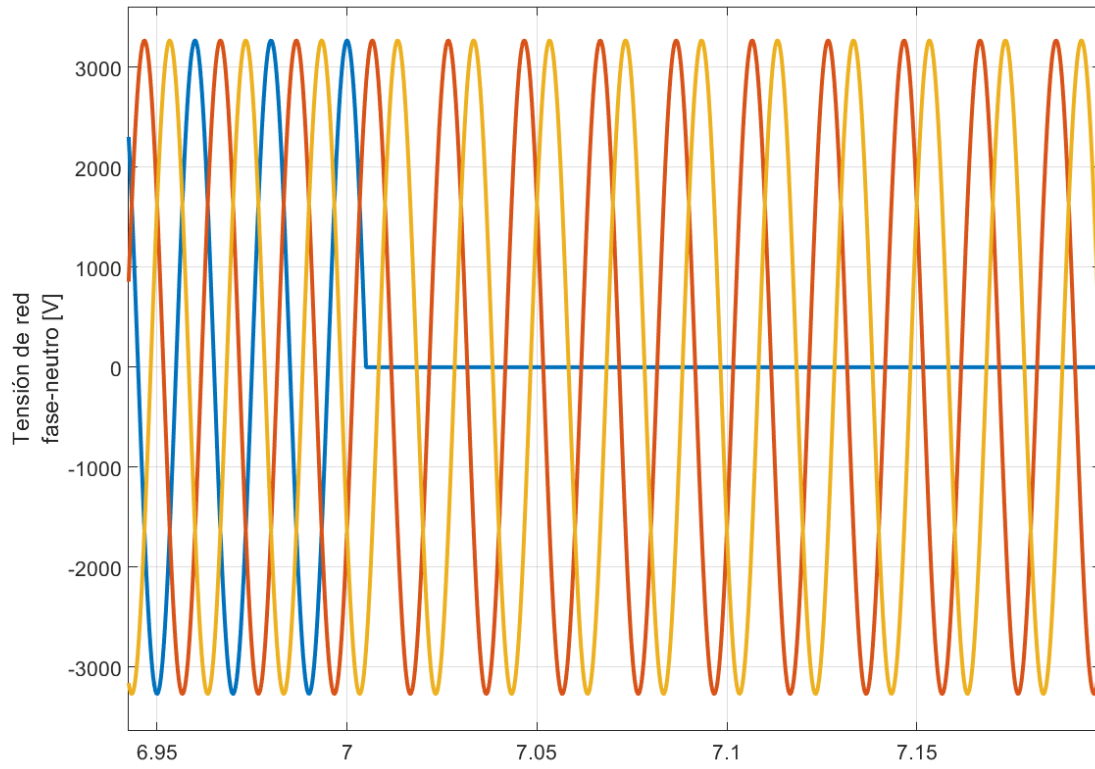


Figura 8.48: Tensión de red en la falla monofásica empleada.

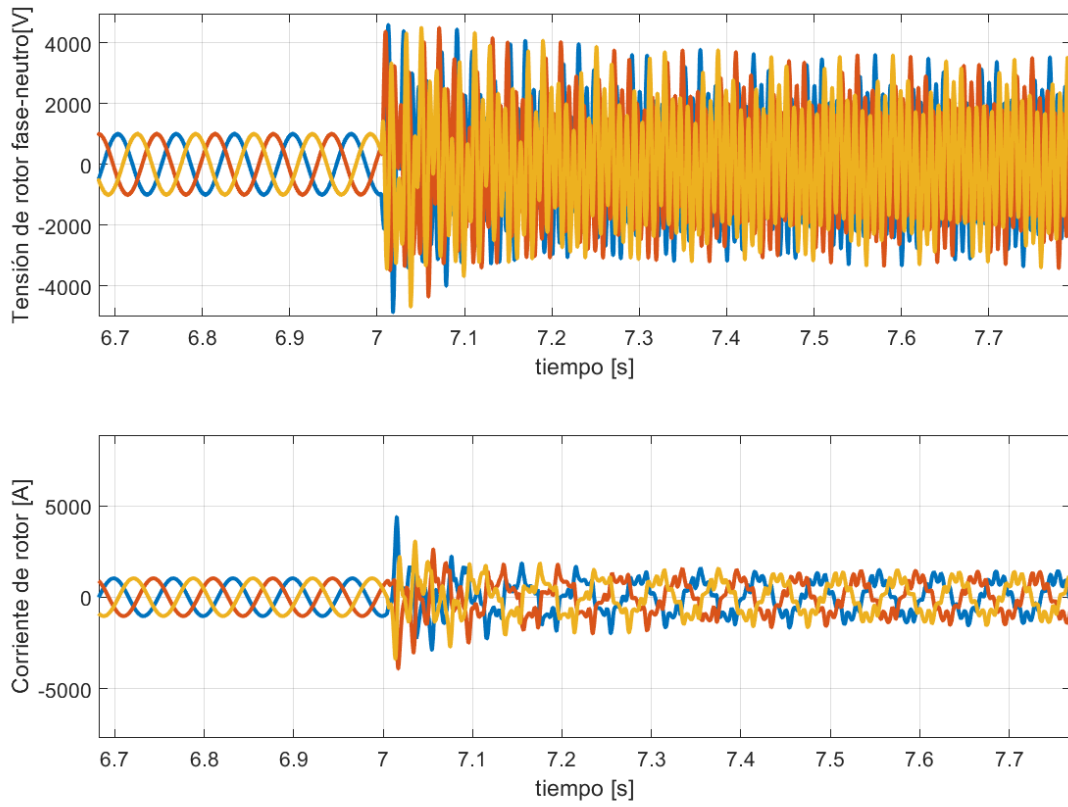


Figura 8.49: Tensiones y corriente de rotor en falla monofásica total.

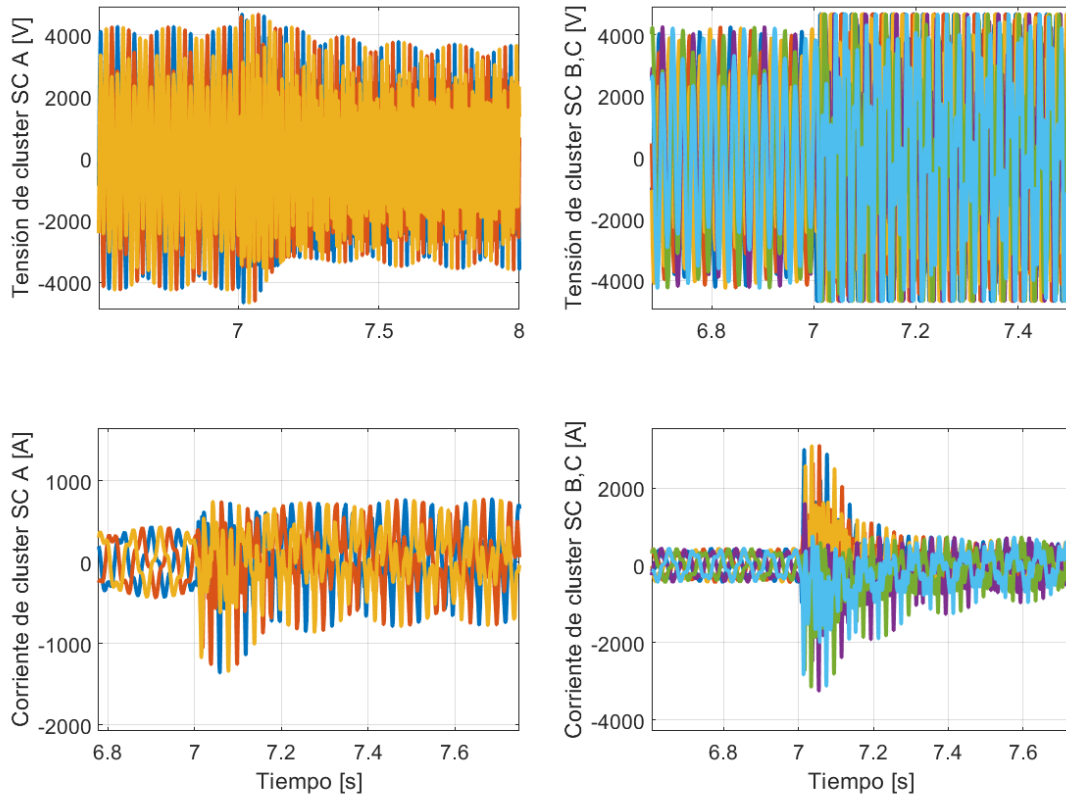


Figura 8.50: Tensión y corriente de cluster.

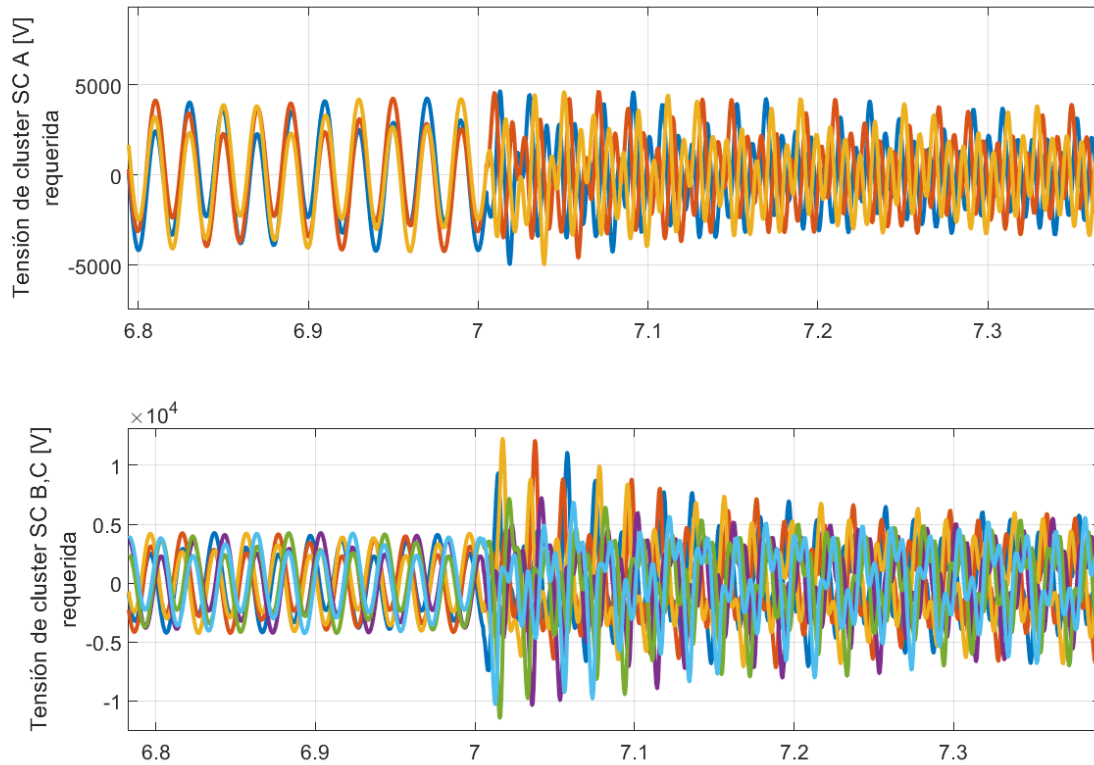


Figura 8.51: Tensiones de cluster requeridas para control de corrientes.

### Falla bifásica total con flujo natural

Ahora se simula una falla bifásica entre fases, que ocurre en  $t = 7$ , por lo que existe un flujo natural. Esta caída de tensión es mostrada en la figura (8.52), dónde las fases a y b decaen y además su desplazamiento de fase es tal que se igualan. El esquema de control vectorial dual produce unas referencias muy altas de corriente a medida que  $d$  aumenta, pero dichos controles y referencias poseen su respectiva saturación.

La tensión de la falla bifásica es la más nociva de las fallas, debido a su alto valor de flujo natural, y la mayor presencia de secuencia negativa. La sobretensión es del orden de 5 veces, y como los clusters no poseen la totalidad de tensión disponible, se produce una mayor sobrecorriente, como se muestra en la figura (8.53).

La tensión de cluster para el SC A presenta mayor grado de saturación, debido a que la fase a de la red se encuentra operativa en su condición normal. En contraposición, la tensión del cluster B y C presentan menor grado de saturación, lo que lleva a menores sobrecorrientes que el SC A, dónde llega a 8000 [A], como se muestra en la figura (8.54).

La tensión requerida para el control de corrientes se muestra en la figura (8.55), dónde la tensión para el SC A es notablemente mayor que para el subconvertidor B por el motivo

explicado.

Un dimensionamiento de la tensión CCV a dos veces la tensión de rotor disminuye el grado de saturación de los SC, pero aún no es capaz de controlar las corrientes durante la falla. Por lo tanto el empleo de crowbar debiese ser estudiado. Por el mismo argumento que para las fallas monofásicas, el crowbar puede ser reducido.

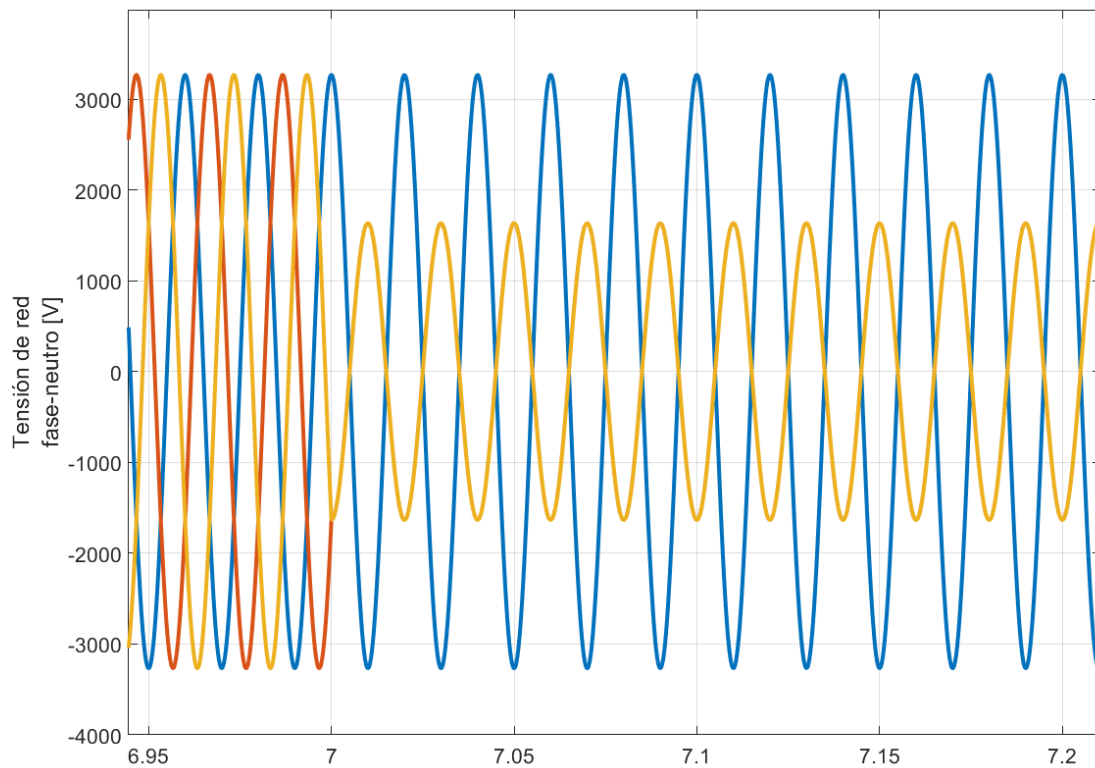


Figura 8.52: Tensión de red en la falla monofásica empleada.

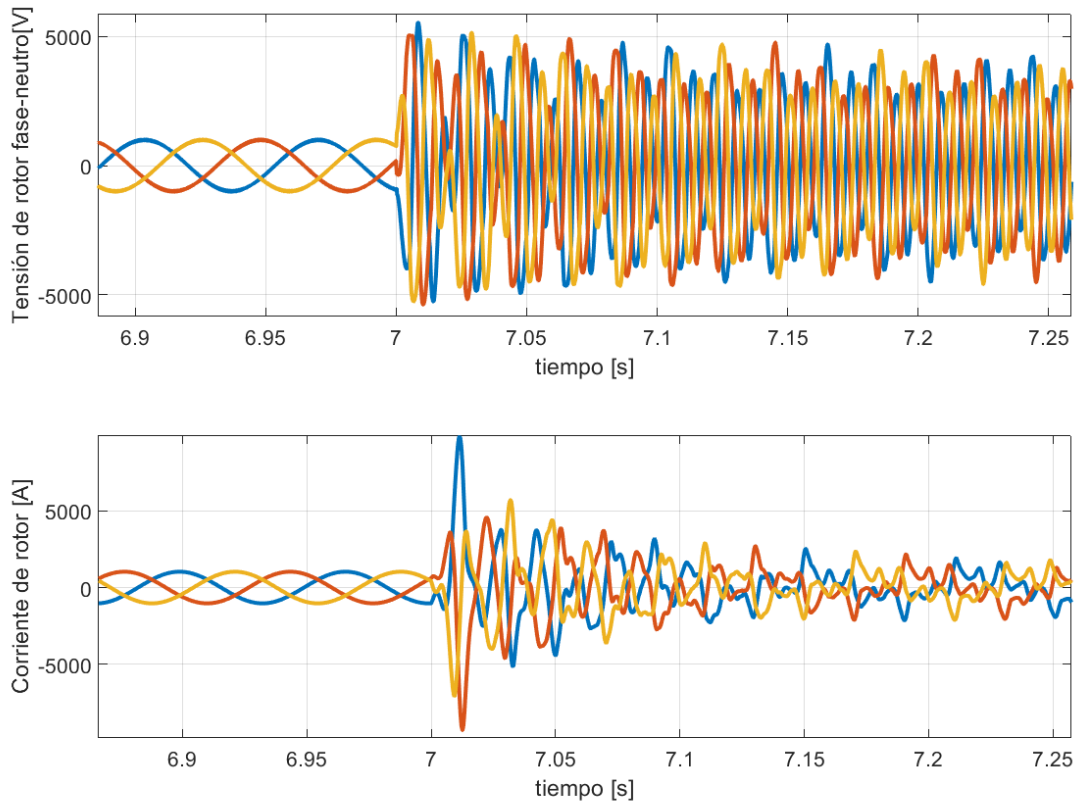


Figura 8.53: Tensiones y corriente de rotor en falla monofásica total.

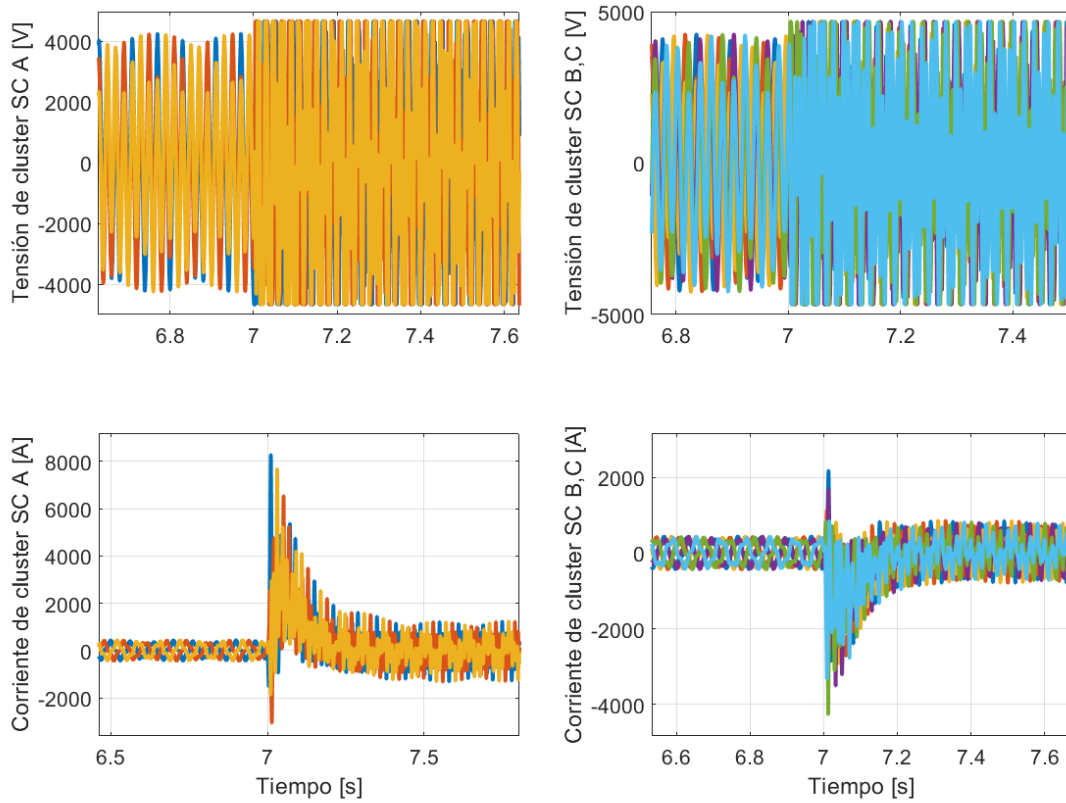


Figura 8.54: Tensión y corriente de cluster.

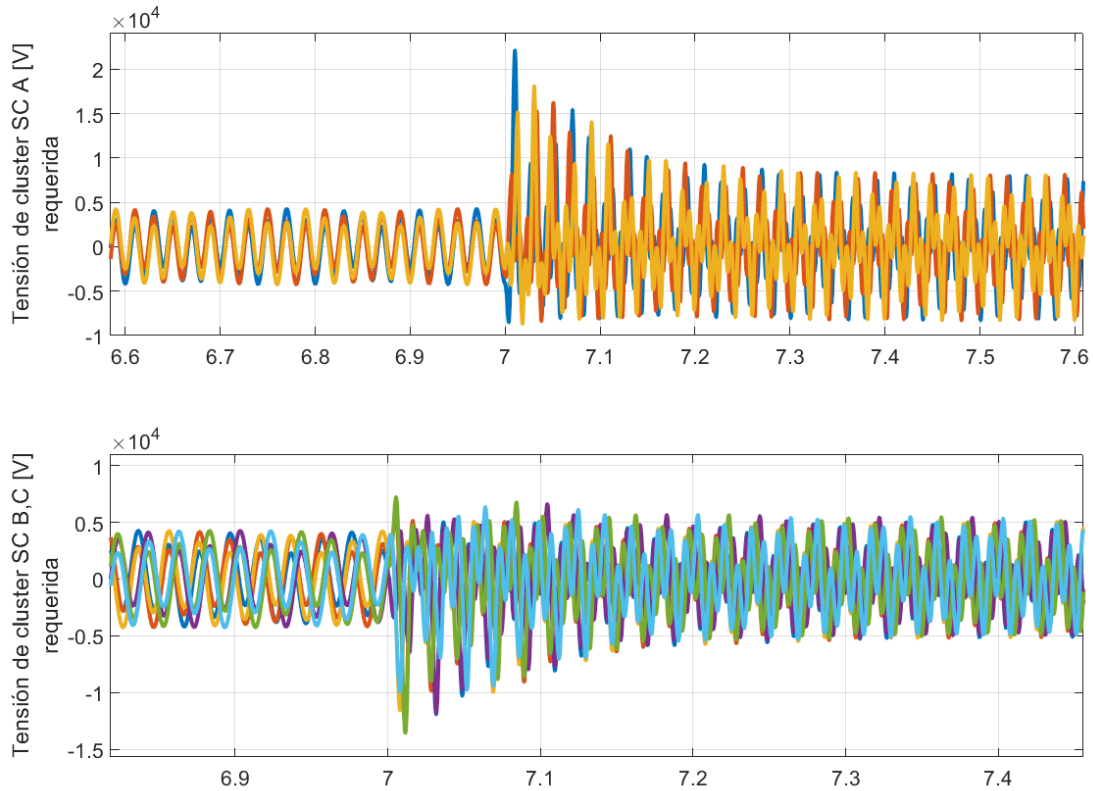


Figura 8.55: Tensiones de cluster requeridas para control de corrientes.

## 8.6. Operación del DFIG ante fallas mediante el convertor $M^3C$ y sistema de protección *crowbar*

Debido a la imposibilidad de controlar totalmente la falla frente a fallas asimétricas, se implementa un sistema de protección *crowbar* de la sección (7.4). Para ello, el sistema de *crowbar* reduce la tensión de rotor que ve el convertor, y en consecuencia, este es capaz de lograr controlabilidad rápidamente, después de cierto transitorio en corriente.

### 8.6.1. Resultados bajo falla asimétrica monofásica total

Se implementa el *crowbar* por un tiempo de 200 [ms] para una falla monofásica total que ocurre en el instante  $t = 7[s]$ .

Debido a que los sub-convertidores B y C tienen menor tensión disponible que el subconvertidor A, el *crowbar* puede ser dimensionado para una tensión mayor que para un convertor tradicional BTB, sin embargo, no tan grande como en el caso de la falla trifásica total, donde hay mayor tensión disponible. Por esto, el *crowbar* reducirá la tensión, y desmagnetizará la máquina, y rápidamente controlará las corrientes de rotor para la inyección respectiva de corriente reactiva.



Debido a que el convertor sintetiza las tensiones del lado de la red y de la máquina, durante la falla, el convertor seguirá conectado y controlando, debido a que esto producirá menor corriente en el rotor y se controlará las corrientes del lado de la red para el soporte de reactivos durante la falla en el rotor, dónde las corrientes no son del todo controladas.

Durante la falla, luego de desconectado el *crowbar*, las tensiones aún serán mayores debido a la tensiones de secuencia negativa de carácter permanente, sin embargo, el sistema hace el esfuerzo de controlar las potencias, y las corrientes se mantienen elevadas pero en un rango aceptable.

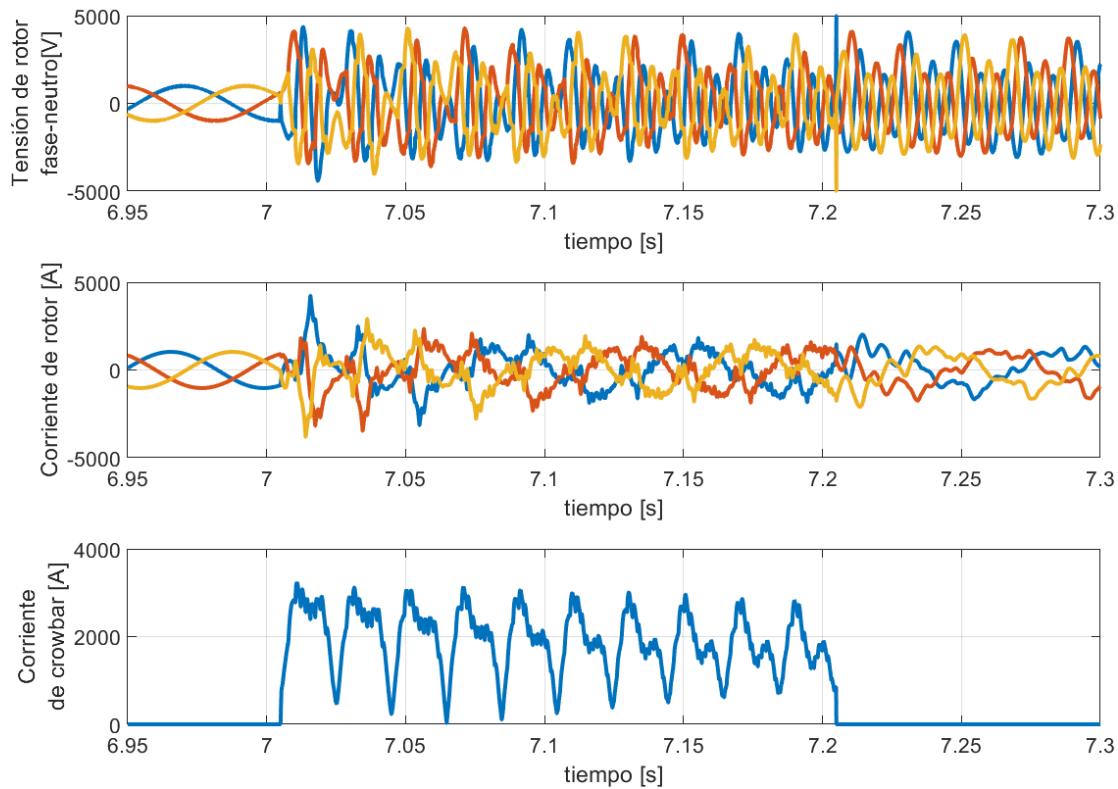


Figura 8.56: Tensión, corriente de rotor y corriente por el *crowbar* en una falla monofásica total.

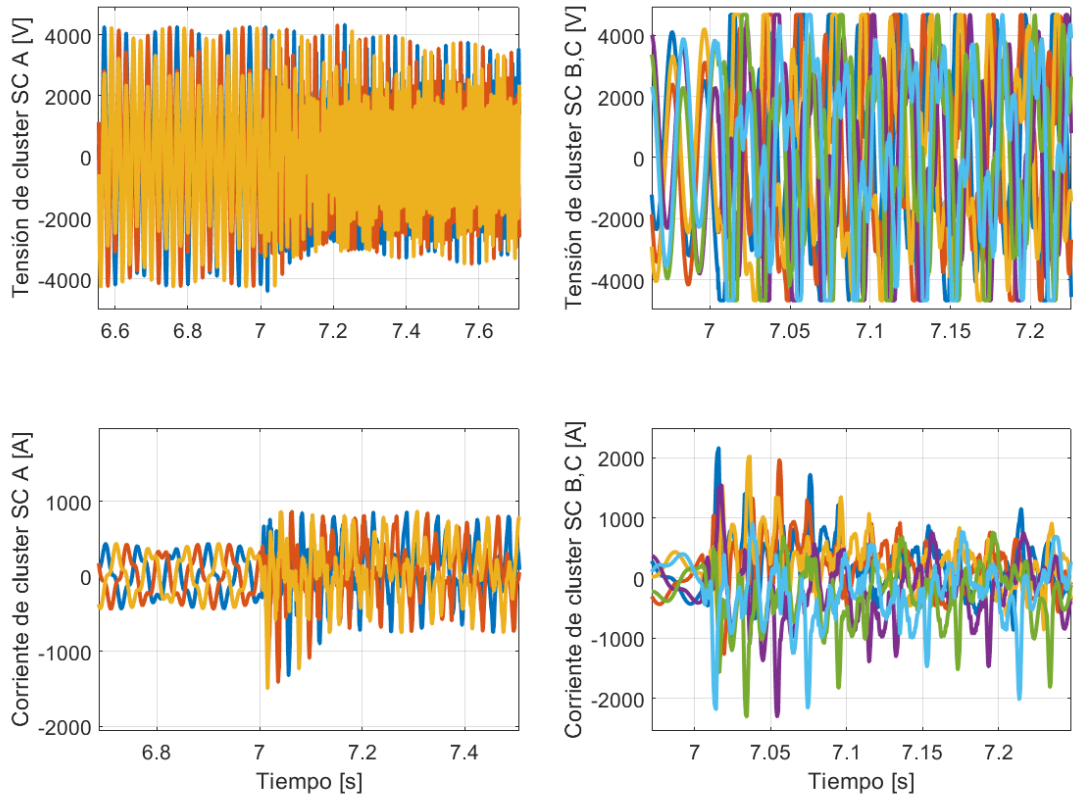


Figura 8.57: Tensión y corriente de cluster en una falla monofásica total con *crowbar*.

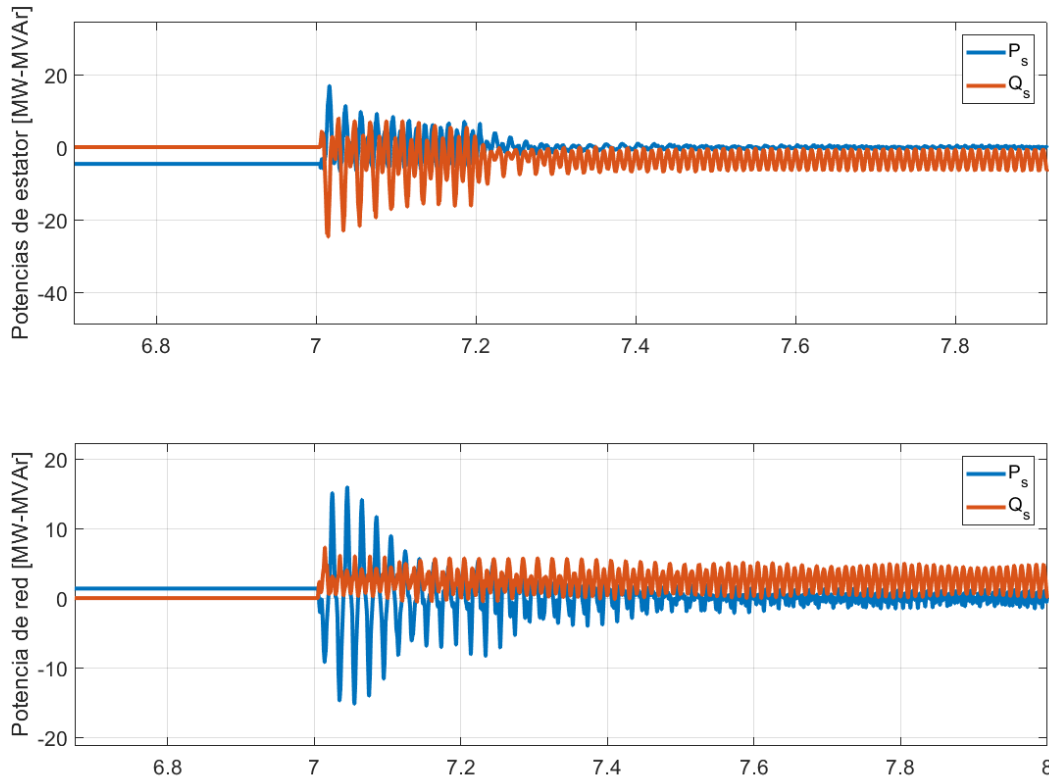


Figura 8.58: Potencias activa y reactiva de estator y total en una falla monofásica total con *crowbar*.

### 8.6.2. Resultados bajo falla asimétrica bifásica total

Frente a fallas bifásica, se produce la mayor sobretensión en el rotor. El *crowbar* permite reducir la tensión a la amplitud de secuencia negativa, el convertor se satura en menor medida e intenta controlar las corrientes. Hay un peak de corriente de rotor, pero es rápidamente amortiguado, como se muestra en la figura (8.59).

Por el cluster circula una corriente menor que sin protección, y es amortiguada para luego recuperar control, a pesar de saturarse el convertor. De acuerdo a lo estudiado, la tensión de cluster de las fases falladas poseen mayor controlabilidad, se saturan menos los clusters, y la corriente por cluster es menor, como se muestra en la figura (8.60). Si se requiere mayor protección, se puede seleccionar una menor resistencia que reduzca la tensión de rotor, pero esto generará mayor corriente en el rotor, aunque desmagnetizará rápidamente la máquina.

La potencia es altamente oscilante en consecuencia, dado que se pierde el control en los primeros instantes de la falla. luego, el convertor permite la inyección de potencia reactiva oscilante, pese a que el convertor se encuentra saturado.

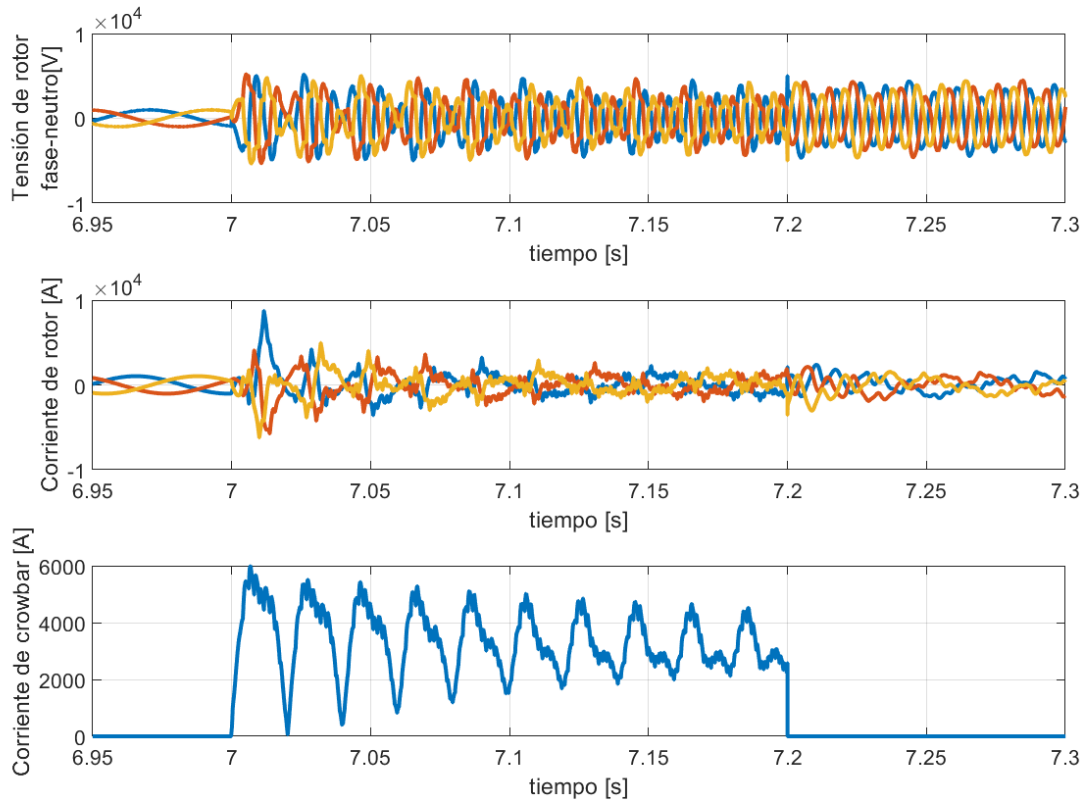


Figura 8.59: Tensión, corriente de rotor y corriente por el *crowbar* en una falla bifásica total.

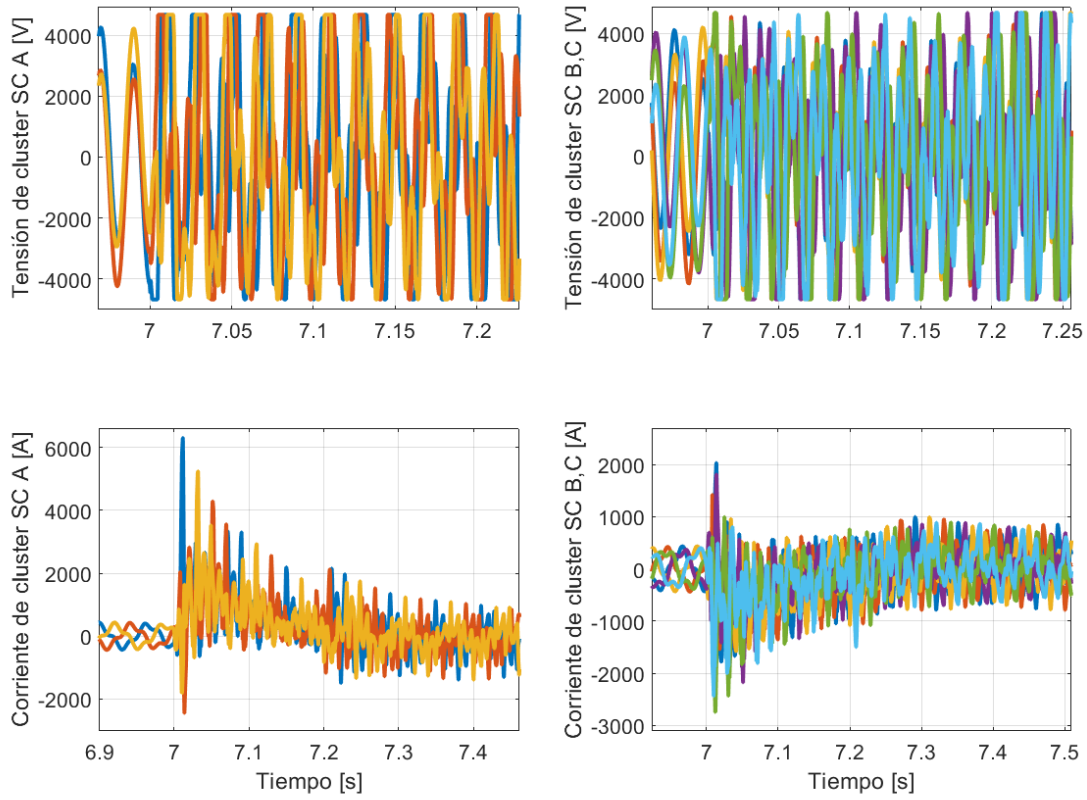


Figura 8.60: Tensión y corriente de cluster en una falla bifásica total con *crowbar*.

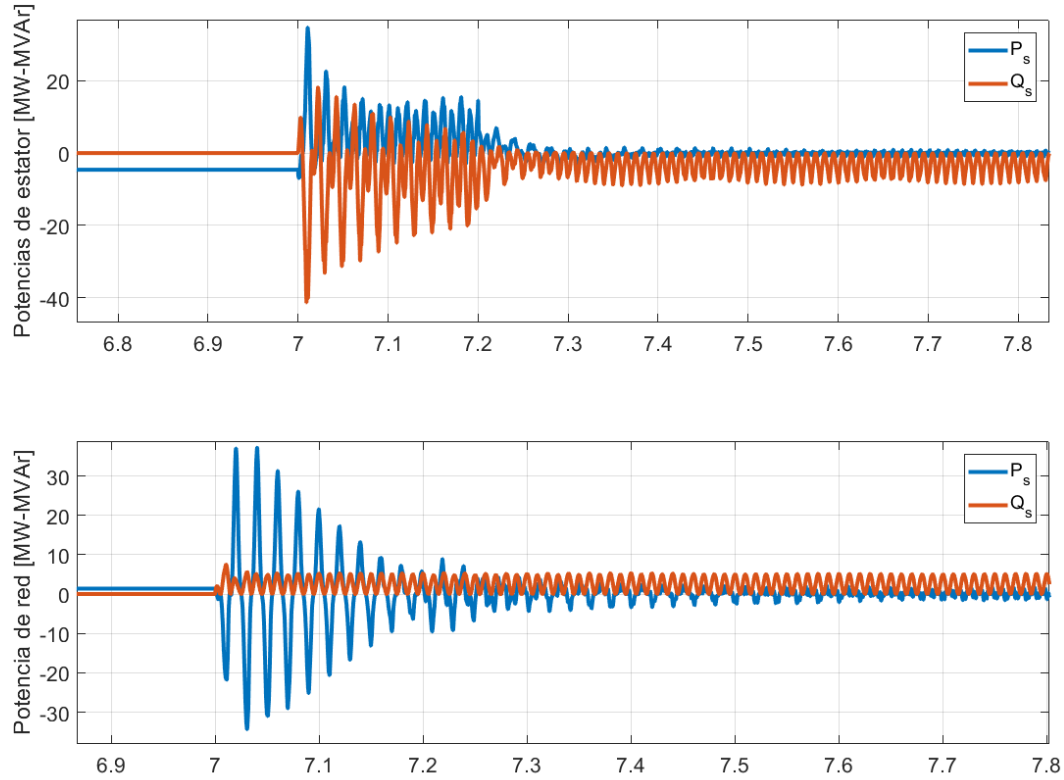


Figura 8.61: Potencias activa y reactiva de estator y total en una falla bifásica total con *crowbar*.

### 8.6.3. Resultados bajo falla trifásica total empleando transformador en el rotor

En este caso, se emplea un sistema DFIG con un transformador en el rotor, por lo que los clusters del convertidor se dimensionan para una tensión de dos veces la tensión de rotor. Debido a esto, el convertidor no es capaz de soportar toda la sobretensión en el rotor, y un sistema de *crowbar* debe ser empleado. Sin embargo, por lo estudiado, el *crowbar* se dimensiona con una mayor resistencia, por lo que se permite mayor tensión, en torno a 2 veces la tensión de rotor, y con esto, se logra rápida controlabilidad, y menores corrientes en rotor y en estator.

Este caso es análogo al sistema DFIG sin transformador, pero que la razón de transformación del DFIG es de 3 ( $k_{DFIG} = 3$ ).

Un compromiso entre corrientes de estator y saturación de rotor es realizado, en el que se permite una mayor tensión de rotor, saturando levemente el convertidor, para permitir menores peaks de corriente en el estator, aunque en general es elevado, se intenta que dure lo menor posible. El *crowbar* es activado por 200 [ms].

Las potencias presentan características oscilantes en la recuperación debido a la saturación

del convertor, sin embargo, dado que el flujo natural es acelerado en su decaimiento, no presenta oscilaciones por este concepto.

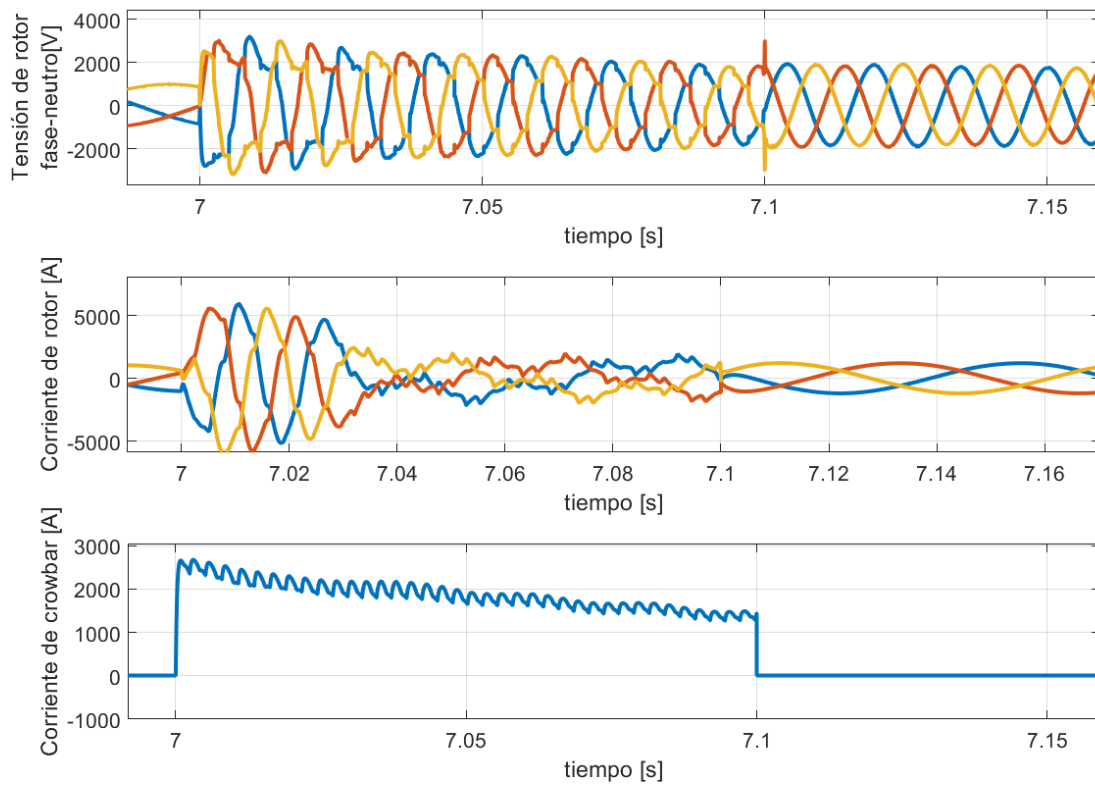


Figura 8.62: Tensión, corriente de rotor y corriente por el *crowbar* en una falla trifásica total.

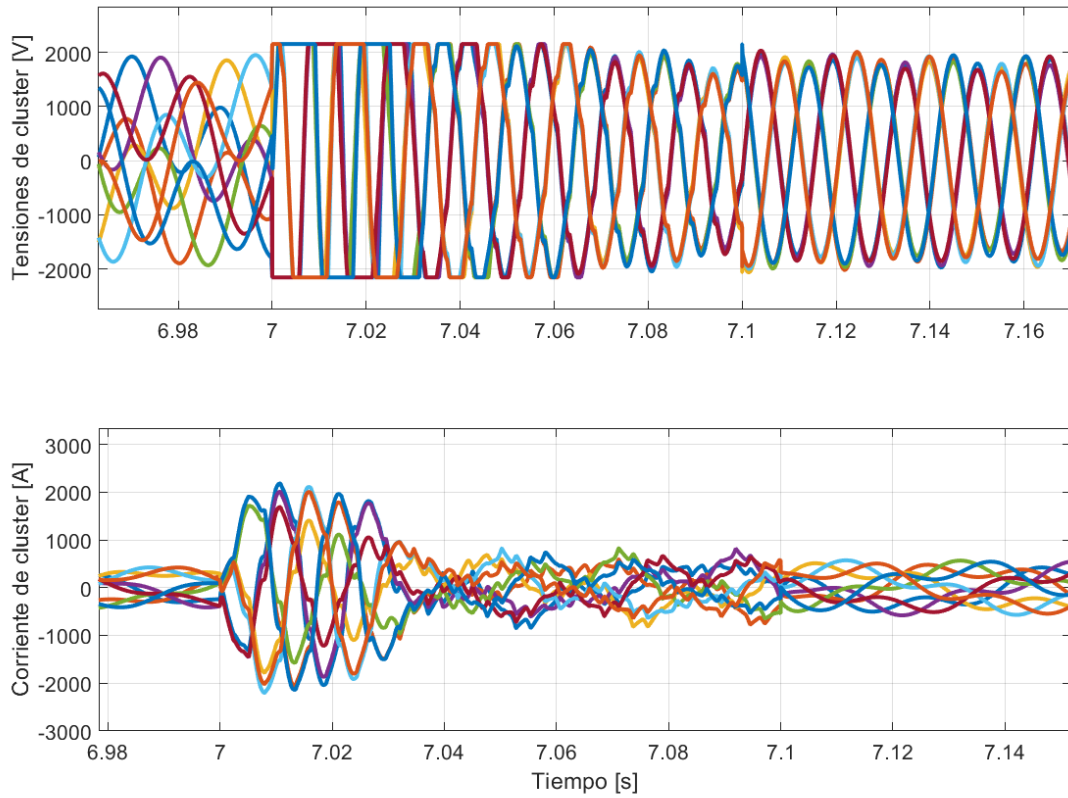


Figura 8.63: Tensión y corriente de cluster en una falla trifásica total con *crowbar*.



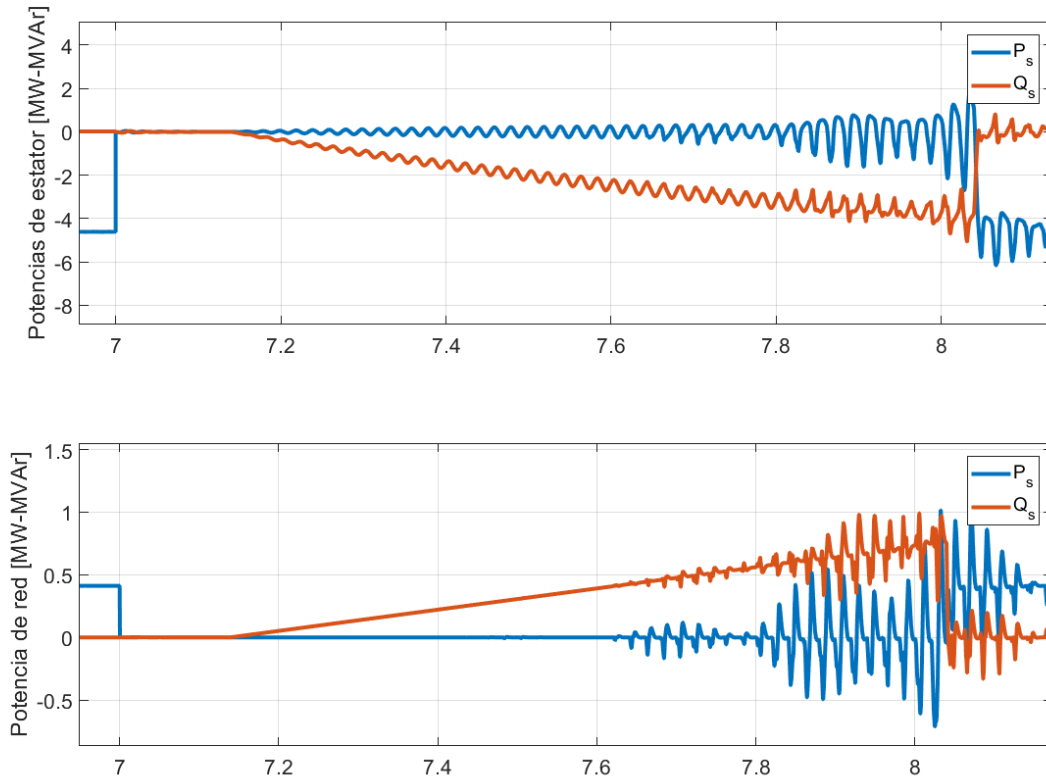


Figura 8.64: Potencias activa y reactiva de estator y total en una falla trifásica total con *crowbar*.

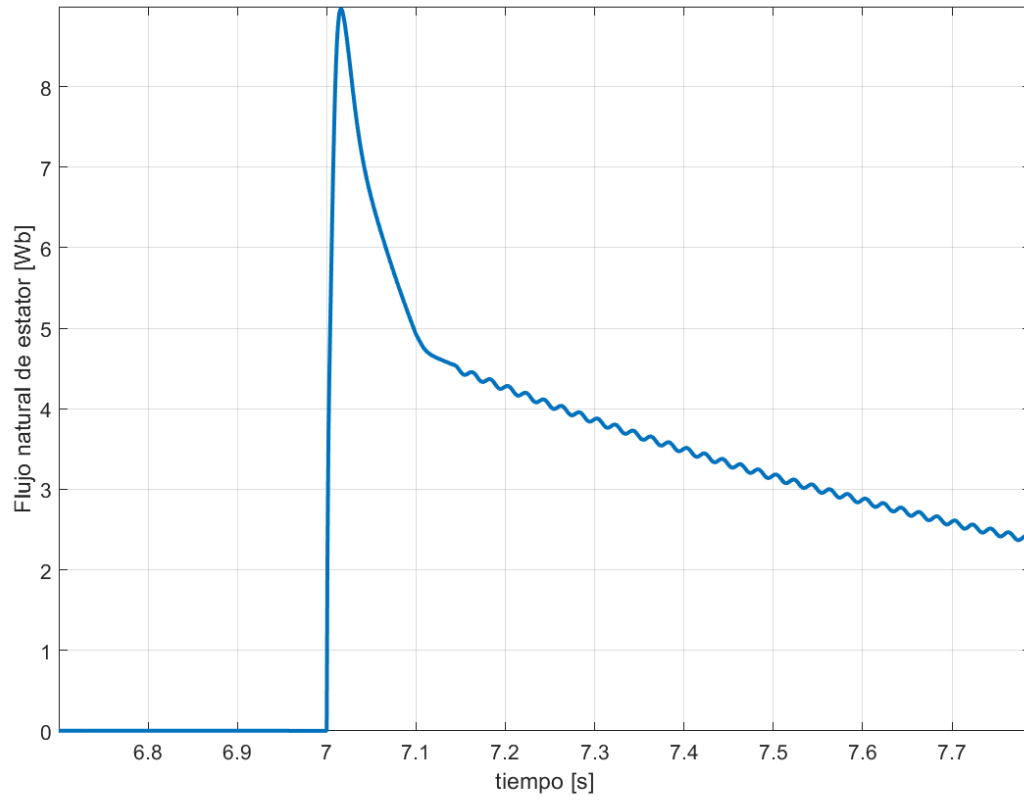


Figura 8.65: Evolución del flujo natural para una falla trifásica total considerando *crowbar*.

# Capítulo 9

## Conclusiones y trabajo futuro

### 9.1. Conclusiones

En la presente memoria se simuló y analizó el control de un sistema de generación eólica basada en DFIG mediante en empleo de convertidores modulares matriciales multiniveles  $M^3C$ . Se analiza la operación normal y en fallas del generador DFIG con este convertor y se estudian los beneficios que trae su operación en términos dinámicos, sin estudiar los efectos de conmutación de los semiconductores.

El empleo de los convertidores  $M^3C$  se motiva debido al creciente aumento en la potencia de los generadores, sumado a los cada vez más exigentes requerimientos de conexión a la red. Esto ocasiona pérdida de competitividad de la máquina DFIG debido a su baja posibilidad de apoyo en contingencias de LVRT al tener conectado el estator directamente a la red.

Las fallas en la red ocasionan grandes sobretensiones debido a la presencia de un flujo natural y de tensiones de secuencia negativa elevada. La aparición de estas componentes hacen que el convertor, que sólo está dimensionado para un 30% de la potencia nominal, se sature (por sobremodulación), y por lo tanto genera sobrecorrientes que pueden incluso destruir el convertor. Sin embargo la normativa exige la conexión de estos generadores en falla, además apoyar la recuperación de la tensión de la red con inyección de reactivos, lo que presenta grandes desafíos en el uso de estas máquinas.

La operación del convertor para generación eólica basada en DFIG es implementada mediante un control en cascada que desacopla los puertos de entrada y salida del balanceo interno entre subconvertidores y dentro de un subconvertidor, empleando las transformadas lineales  $\alpha\beta 0^2$  y  $\Sigma\Delta$  además del control vectorial en  $dq$ .

Así el control desacoplado, y empleando estrategias de control vectorial tradicional, adaptadas a este convertor, permiten una operación adecuada y de buena dinámica del DFIG a velocidad fija y velocidad variable, controlando potencias activas y reactivas en la red y en estator.

El control vectorial a lazo cerrado del balanceo de los condensadores, permite mantener

equilibrado estos mismos en todo punto de operación de la generación DFIG y con buena dinámica. La regulación emplea muy poca corriente circulante en operación normal, por lo que presenta ventajas en el dimensionamiento. Durante todo punto de operación normal no es empleada la inyección de tensión de modo común, reduciendo así el dimensionamiento del convertidor.

La escalabilidad del convertidor permite operación a alta potencia y media tensión mediante la adición de celdas en serie. El control simulado permite fácilmente la adición de celdas sin modificar la arquitectura de control.

El control además permite seguimiento MPPT y requerimientos de LVRT, e inyección de potencia reactiva cuando sea necesario, y el operador lo solicite. Los resultados de simulación demuestran esta buena regulación.

Se demuestra analíticamente la operación del convertidor  $M^3C$  frente a fallas simétricas y asimétricas, empleando un convertidor simplificado que considera una fuente controlada por fase para simular un subconvertidor. Adicionalmente, se estudia el comportamiento frente a fallas del DFIG. El estudio entrega las sobretensiones de rotor y de cluster en falla. Se construyen perfiles de estas magnitudes que permiten establecer la controlabilidad del convertidor en diferentes condiciones de falla y deslizamiento.

Se demuestra analíticamente y mediante simulación que el convertidor es capaz de controlar las corrientes en todo rango para una falla trifásica, empleando un DFIG con razón de transformación 1, y se demuestran los límites en los que puede controlar el convertidor frente a otras condiciones de DFIG, considerando transformador en el lado de la red o no.

La capacidad de apoyo en las sobretensiones de rotor se deben a que cada cluster del convertidor puede sintetizar la suma de las tensiones de la red y del rotor, lo que corresponde a la suma de los condensadores de cada cluster (CCV). Esto proporciona tensión libre en los condensadores frente a una caída de tensión en la red, la que se emplea para apoyo en la sobretensión de rotor.

Se demuestra analíticamente y con simulaciones, la respuesta frente a fallas asimétricas. En dónde la controlabilidad es menor, debido a las mayores sobretensiones, y a que la disponibilidad de tensión en los condensadores es menor. Sin embargo, presenta mayor tensión en comparación a convertidores tradicionales. Por lo tanto, un esquema de *crowbar* reducido puede ser empleado en una falla severa, e incluso no se empleado en un mayor rango de fallas. Por otro lado, la escalabilidad del convertidor permite alcanzar fácilmente mayores tensiones, lo que puede ser empleado para controlar en falla en un mayor espectro de lo que pueden los convertidores tradicionales.

Se simula la operación mediante *crowbar* para fallas asimétricas y simétricas en los casos en que el convertidor no soporta la sobretensión. Se demuestra que es capaz de controlar adecuadamente con un *crowbar* de mayor resistencia, lo que permite mayor tensión en el rotor, menores corrientes de rotor y rápido control de corrientes para requerimientos LVRT. En los casos de fallas asimétricas, dónde la sobretensión es peor, el sistema de *crowbar* funciona desmagnetizando la máquina, y una vez desconectado, la sobretensión permanente de secuencia negativa satura el convertidor, pero en menor medida. En convertidores tradicionales, el *crowbar*

debiese estar permanentemente conectado, lo que dificulta el cumplimiento LVRT.

Este trabajo presenta una incursión en el estado del arte en la aplicación de estos convertidores en generación eólica basada en DFIG, y hasta la fecha, es la primera vez que se simula y analiza esta operación.

## 9.2. Trabajo futuro

Las tensiones que se han investigado para que el convertidor pueda realizar adecuado soporte frente a fallas requieren que los condensadores se encuentren regulados. Se debe desarrollar un esquema de control adecuado para esto. Se sugiere investigar la inyección de tensión de modo común durante este proceso, debido a que durante la falla, altas frecuencias son inducidas en el rotor, pudiendo presentarse casos de inestabilidad en el convertidor.

Se debe analizar además la dinámica de los condensadores para estudiar posibles sobre-modulaciones y otros aspectos.

Se puede analizar la operación de diversas estrategias de *crowbar* para garantizar el cumplimiento de LVRT, además de una optimización adecuada mediante las ecuaciones del DFIG y del convertidor. Un estudio comparativo con convertidores tradicionales vía simulación e implementación puede ser interesante de realizar, para verificar el beneficio de uso de *crowbar* reducido con el convertidor  $M^3C$ .

Es necesaria la implementación y validación física en laboratorio de las estrategias de control propuestas y simuladas en operación normal y fallas.

Considerar un estudio económico de costos frente a otros convertidores para analizar la factibilidad de su empleo en estaciones generadoras reales.

# Capítulo 10

## Bibliografía

- [1] A. Sadrul, "Global warming and electric power generation: what is the connection?", IEEE Transaction on energy conversion, vol.6, pp. 599-604, 1992.
- [2] Climate Change and Sustainability committee, "Climate Change and Resource Sustainability An Overview for actuaries", Canadian Institute of Actuaries, documento 215068, 2015.
- [3] J. T. Hardy, Climate Change: Causes, Effects and Solutions, USA, Wiley, 2003.
- [4] C. B. Field, V. R. Barros, G. Dabelko, G. Hovelsrud, M. Levy, U. Oswald Spring, C. Vogel, "Climate change 2014 : impacts, adaptation, and vulnerability Climate Change", 2014.
- [5] Bird, L., Milligan, M. & Lew, D., 2013. "Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions". NREL Technical Report, NREL-TP (6A20-60451).
- [6] *Temas de la agenda pública*. Centro de políticas públicas, Universidad Católica de Chile. 2015 n° 81. Chile A. Pica, E. Sauma. "Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes", 2005-. ISSN 0718-9745.
- [7] S. Lupo, M. Ruppert, V. Slednev, A. Kiprakis, "Analysing the effect of increasing renewable capacities in Great Britain on the regional allocation and wholesale prices", 24th International conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED IET), pp. 2082-2086, 2017.
- [8] R. Yan, N. Al-Masood, T. Kumar, F. Bai, H. Huajie, "The Anatomy of the 2016 South Australia Blackout: A Catastrophic Event in a High Renewable Network", IEEE Trans. On Power Systems, pp. 1-14, 2018.
- [9] REN21 Secretariat, "Renewables 2017: Global Status Report", Paris, Francia, ISBN 978-3-9818107-6-9, abril, 2017.
- [10] Equipo Research-MPS Deloitte, "Sector Energía III: ERNC, perspectivas y dificultades.

Chile”, Santiago, Chile, agosto, 2016.

- [11] The European Wind Energy Association, “Aiming High Rewarding Ambition in Wind Energy,” Tech. Rep.
- [12] R. Wiser, K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz and A. Smith, ”Expert licitation survey on future wind energy costs”, *Nature Energy*, vol. 1, no. 10, p. 16135, 2016
- [13] W. Fruergaard, "The world’s most powerful available wind turbine gets major power boost | MHI Vestas Offshore", MHI Vestas Offshore, 2018. [Online]. Available: <http://www.mhivestasoffshore.com/worlds-most-powerful-available-wind-turbine-gets-major-power-boost/>. [Accessed: 11- Apr- 2018].
- [14] The Wind Power - Wind Energy Market Intelligence, “Manufacturers and turbines- The Wind Power.” [Online]. [Consulta abril 2018]. [Available: <http://www.thewindpower.net/turbines{ }manufacturers{ }en.php>
- [15] “Sway Turbine | Game changing Light weight Wind turbine.” [Online]. [Consulta abril 2018] Available: <http://www.swayturbine.no/>
- [16] “AMSC Wind Turbine Design Portfolio.” [Online]. [Consulta abril 2018]. Available: <http://www.ams.com/windtec/turbine{ }designs-licenses.html>
- [17] The European Wind Energy Association, “UpWind: Design limits and solutions for very large wind turbines,” Tech. Rep. 3, 2016. [Online]. Available: <http://www.ewea.org/publications/reports/upwind/>
- [18] Alejandro Rolán, Álvaro Luna, Gerardo Vázquez, y Daniel Aguilar, ”Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator”, *Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009. IEEE International Symposium on*, pp. 734 – 739, jul. 2009.
- [19] N. Fichaux, J. Beurskens, P. H. Jensen, and J. Wilkes, “Design limits and solutions for very large wind turbines: A 20 MW turbine is feasible,” Tech. Rep. March, 2011.
- [20] W. Erdman and M. Behnke, “Low Wind Speed Turbine Project Phase II: The Application of Medium-Voltage Electrical Apparatus to the Class of Variable Speed Multi-Megawatt,” no. November, p. 119, 2005.
- [21] V. Yaramasu and B. Wu, “Predictive control of a three-level boost converter and an NPC inverter for high-power PMSG-based medium voltage wind energy conversion systems,”*IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 10, pp. 5308–5322, oct 2014.
- [22] S. Alepuz, A. Calle, S. Busquets-Monge, S. Kouro, and B. Wu, “Use of stored energy in PMSG rotor inertia for low-voltage ride-through in back-to-back NPC converter-based wind power systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 5, pp. 1787–1796, may 2013.

- [23] S. Alepuz, S. Busquets-Monge, J. Bordonau, P. Cortes, and S. Kouro, "Control methods for Low Voltage Ride-Through compliance in grid-connected NPC converter based wind power systems using predictive control," in 2009 IEEE Energy Convers. Congr. Expo., no. 1. IEEE, sep 2009, pp. 363–369. [Online].
- [24] I. Erlich, F. Shewarega, C. Feltes, F. W. Koch, and J. Fortmann, "Offshore wind power generation technologies," *Proc. IEEE*, vol. 101, no. 4, pp. 891–905, 2013.
- [25] C. Ng, M. Parker, P. Tavner, J. Bumby, and E. Spooner, "A Multilevel Modular Converter for a Large, Light Weight Wind Turbine Generator," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 3, pp. 1062–1074, may 2008. [Online].
- [26] S. Debnath and M. Saeedifard, "A new hybrid modular multilevel converter for grid connection of large wind turbines," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 1051–1064, oct 2013.
- [27] S. S. Gjerde and T. M. Undeland, "A modular series connected converter for a 10 MW, 36 kV, transformer-less offshore wind power generator drive," *Energy Procedia*, vol. 24, no. January, pp. 68–75, 2012.
- [28] N. Thitichaiworakorn, M. Hagiwara, H. Akagi, "A medium-Voltage Large Wind Turbine Generation System Using an AC/AC Modular Multilevel Cascade Converter", *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, no. 2. Pp. 534-546, 2016.
- [29] A. Lesnicar and R. Marquardt, "An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range," in 2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc., vol. 3. IEEE, 2003, pp. 272–277.
- [30] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC Networks and extended DC-bus-applications," in 2010 Int. Power Electron. Conf. -ECCE Asia -, IPEC 2010. IEEE, jun 2010, pp. 502–507. [Online].
- [31] M. Saeedifard and R. Iravani, "Dynamic performance of a modular multilevel back-to-back HVDC system," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 25, no. 4, pp. 2903–2912, oct 2010.
- [32] M. Glinka and R. Marquardt, "A new AC/AC multilevel converter family," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 52, no. 3, pp. 662–669, jun 2005.
- [33] H. Akagi, "Classification, terminology, and application of the modular multilevel cascade converter (MMCC)," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, no. 11, pp. 3119–3130, nov 2011.
- [34] F. Kammerer, J. Kolb, M. Braun, "Benefits of Operating Doubly Fed Induction Generators by Modular Multilevel Matrix Converter"
- [35] H. Akagi, "Classification, terminology, and application of the Modular Multilevel Cascade Converter (MMCC)", *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 36, no. 11, pp. 3119-3130, nov



2011.

- [36] Sørensen and J. Sørensen, *Wind energy systems*. Cambridge, UK: Woodhead Publishing, Ltd., 2011.
- [37] Muyeen, S.M. *Wind Energy Conversion Systems* [Electronic Resource] : Technology and Trends. 2012.
- [38] Stiebler, Manfred. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation* [Electronic Resource]. 2008.
- [39] Wulf, Alexander. *Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado*. 2012 [en línea]. [consulta: 11 de Junio 2018]. <http://www.repositorio.uchile.cl/handle/2250/111307>
- [40] W. Tong, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. Southampton: WIT Press, 2010.
- [41] V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies," *Proc. IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740–788, 2015.
- [42] T. Burton, *Wind energy handbook*. Chichester, West Sussex: Wiley, 2011.
- [43] "Wind Turbine Control Methods - National Instruments", Ni.com, 2018. [Online]. Available: <http://www.ni.com/white-paper/8189/en/>. [Accessed: 12- Jun- 2018].
- [44] ERU Met Data-Wind Turbine, Science and Tecnology Facilities Council, 2018. [Online]. Available: <http://www.elm.eru.rl.ac.uk/ins4.html>. [Accessed: 12- Jun- 2018].
- [45] Magdi Ragheb and Adam M. Ragheb, *Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio*. INTECH Open Access Publisher, 2011.
- [46] Wind-energie und ihre ausnutzung durch windmühlen, A Betz, A.,Vandenhoeck, 1926
- [47] Prathibha. P.K y V.P. Mini, "Multilevel Control of Variable Speed Wind Turbine Generator for Three Phase Grid Connected Applications".
- [48] "Apuntes de accionamientos", material docente para EL-7032 "Electrónica de potencia y accionamientos", Departamento de ingeniería civil eléctrica, Universidad de chile, Agosto 2012.
- [49] M. Díaz, "Control of the Modular Multilevel Matrix Converter for Wind Energy Conversion Systems", Tesis de Doctorado, Universidad de Nottingham, Universidad de Chile, 2017.
- [50] M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas and J. Rodriguez, "Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1081-1095, 2011.

- [51] R. Cardenas, R. Pena, S. Alepuz and G. Asher, "Overview of Control Systems for the Operation of DFIGs in Wind Energy Applications", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 60, no. 7, pp. 2776-2798, 2013.
- [52] Saucedo, R. and E. Schiring, E. (1968). *Introduction to continous and digital control systems*. 1st ed. USA: Macmillan.
- [53] Ogata, K., Dormido, S., Dormido Canto, R. and Mariani, A. (2010). *Ingeniería de control moderna*. [Madrid]: Prentice Hall.
- [54] Z. Chen, J. M. Guerrero, and F. Blaabjerg, "A review of the state of the art of power electronics for wind turbines," IEEE Trans. Power Electron., vol. 24, no. 8, pp. 1859–1875, aug 2009. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5200696/>
- [55] N. C. F. Iov, A. Hansen, P. Sørensen, F. Iov, A. D. Hansen, P. Sørensen, and N. A. Cutululis, "Mapping of grid faults and grid codes," Wind Energy, vol. 1617, no. July, pp. 1–41, 2007.
- [56] M. Altin, Ö. Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B. B. Jensen, and L. Helle, "Overview of recent grid codes for wind power integration," in Proc. Int. Conf. Optim. Electr. Electron. Equipment, OPTIM, vol. 58. IEEE, may 2010, pp. 1152–1160. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5510521>
- [57] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms", *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 3, pp. 308-332, 2009.
- [58] *Grid Code: High and Extra High Voltage*, E. ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, 2006.
- [59] M. Kiani and W.-J. Lee, "Effects of voltage unbalance and system harmonics on the performance of doubly fed induction wind generators," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 46, no. 2, pp. 562–568, Mar./Apr. 2010.
- [60] J. Phipps, "A transfer function approach to harmonic filter design", IEEE Industry Applications Magazine, vol. 3, no. 2, pp. 68-82, 1997.
- [61] A. Rockhill, M. Liserre, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "Grid-Filter Design for a Multimegawatt Medium-Voltage Voltage-Source Inverter", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1205-1217, 2011.
- [62] J. Lopez, P. Sanchis, X. Roboam, and L. Marroyo, "Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 22, no. 3, pp. 709–717, Sep. 2007.
- [63] X. Dawei, R. Li, P. J. Tavner, and S. Yang, "Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through," IEEE Trans. Energy Convers., vol. 21, no. 3, pp. 652–662, Sep. 2006.

- [64] J. Lopez, E. Gubia, P. Sanchis, X. Roboam, and L. Marroyo, "Wind turbines based on doubly fed induction generator under asymmetrical voltage dips," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 321–330, Mar. 2008.
- [65] M. H. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, 2001, no. IEEE Press Series on Power Engineering. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/bkabstractplus.jsp?bkn=5270869>
- [66] M. H. J. Bollen and I. Y. Gu, *SIGNAL PROCESSING OF POWER QUALITY DISTURBANCES*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2006. [Online]. Available: <http://doi.wiley.com/10.1002/9780471931317.fmatter>
- [67] G. Asher, *Electric Drive*. University of Nottingham, Nottingham, UK, 1992.
- [68] G. Asher, *Vector control of Induction Machines*. University of Nottingham, Nottingham UK, 1992.
- [69] S. Muller, M. Deicke and R.W. De Doncker, "Double fed induction generator systems for wind turbines", *Industry Applications Magazine, IEEE, vol. 8, no. 3. pp. 26-33, 2002*
- [70] Leonhard, W.: 'Control of electrical drives' (Springer-Verlag, 1985)
- [71] R. Pena, J. Clare and G. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation", *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 143, no. 3, p. 231-241, 1996.
- [72] R. Gabriel, W. Leonhart and C.J. Nrodbly, "Field Oriented control of Standard AC Motor Using Microprocessors", *Industry Applications, IEEE Trans. on, vol. 16, no. 2, pp. 186-192, 1980*
- [73] W. Leonhard, "Adjustable-speed AC drives", *Proceeding of the IEEE*, vol. 76, no. 4, pp. 455-471, 1988.
- [74] W. Leonhard, "Field-orientation for controlling AC machines, principles and applications in *Power Electronics and variable-speed drives, third international conference on*, 1988, pp.277-282.
- [75] R. Krishnan, *Electric Motor Drives: Modeling, Analysis, and Control*. Prentice Hall, 2001.
- [76] A. Petersson, "Analysis, Modeling and Control of Doubly-fed Induction Generators for Wind Turbines", Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology, Sweden. 2005.
- [77] C. Schnauder, "Adaptive speed identification for vector control of induction motors without rotational transducers", *IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 1, pp. 196-205, 2004.

- [78] R. Cárdenas, R. Pena, J. Proboste, G. Asher and J. Clare, "Sensorless control of a doubly-fed induction generator for standalone aplocations", in *Power electronics specialists conference*, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th annual, 2004, vol. 5, pp. 3378-3383.
- [79] R. Cárdenas, R. Pena, J. Proboste, G. Asher, and J. Clare, "MRAS observer for sensorless control of standalone doubly fed induction generators", *Energy Conversion, IEEE Transaction on*, vol. 20, no. 4, pp. 710-718, 2005.
- [80] D. Forchetti, G. Garcia and M. Valla, "Adaptive Observer for Sensorless Control of Stand-Alone Doubly Fed Induction Generator", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, no. 10, pp. 4174-4180, 2009.
- [81] R. Pena, R. Cardenas, J. Proboste, G. Asher and J. Clare, "Sensorless Control of Doubly-Fed Induction Generators Using a Rotor-Current-Based MRAS Observer", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, no. 1, pp. 330-339, 2008.
- [82] J. Arbi, M. J.-B. Ghorbal, I. Slama-Belkhodja, and L. Charaabi, "Direct virtual torque control for doubly fed induction generator grid connection," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 10, pp. 4163–4173, Oct. 2009. J. Arbi, M. J.-B. Ghorbal, I. Slama-Belkhodja, and L. Charaabi, "Direct virtual torque control for doubly fed induction generator grid connection," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 56, no. 10, pp. 4163–4173, Oct. 2009.
- [83] B. B. Pimple, V. Y. Vekhande, and B. G. Fernandes, "A new direct torque control of doubly-fed induction generator under unbalanced grid voltage," in *Proc. 6th Annu. IEEE APEC Expo.*, 2011, pp. 1576–1581.
- [84] G. Abad, M. A. Rodriguez, G. Iwanski, and J. Poza, "Direct power control of doubly-fed-induction-generator-based wind turbines under unbalanced grid voltage," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 2, pp. 442–452, Feb. 2010.
- [85] L. Xu and P. Cartwright, "Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 21, no. 3, pp. 750–758, Sep. 2006.
- [86] A. Mirecki, X. Roboam, and F. Richardeau, "Comparative study of maximum power strategy in wind turbines," in *Proc. IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, 2004, pp. 993–998.
- [87] L. G. González, E. Figueres, G. Garcerá, and O. Carranza, "Dynamic response analysis of small wind energy conversion systems (WECS) operating with torque control versus speed control," in *Proc. ICREPQ*, 2009, pp. 1–5.
- [88] J. LÓpez, P. Sanchis, X. Roboam and L. Marroyo, "Dynamic Behavior of the Doubly Fed Induction Generator During Three-Phase Voltage Dips", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 3, pp. 709-717, 2007.
- [89] L. Xu and Y. Wang, "Dynamic Modeling and Control of DFIG-Based Wind Turbines Under Unbalanced Network Conditions", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 314-323, 2007.

- [90] Yi Zhou, P. Bauer, J. Ferreira and J. Pierik, "Operation of Grid-Connected DFIG Under Unbalanced Grid Voltage Condition", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 1, pp. 240-246, 2009.
- [91] J. Liang, W. Qiao and R. Harley, "Feed-Forward Transient Current Control for Low-Voltage Ride-Through Enhancement of DFIG Wind Turbines", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 836-843, 2010.
- [92] H. Abu-Rub, M. Malinowski and K. Al-Haddad, *Power electronics for renewable energy systems, transportation, and industrial applications*. 2014.
- [93] G. Abad, *Doubly fed induction machine*. Piscataway: IEEE Press, 2011.
- [94] N. Thitichaiworakorn, M. Hagiwara, and H. Akagi, "A Medium-Voltage Large Wind Turbine Generation System Using an AC/AC Modular Multilevel Cascade Converter," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 2, pp. 534–546, jun 2016. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7169511/>
- [95] B. Wu, N. Narimani, "High-power converters and AC drivers". 2nd edition. USA: Wiley, IEEE press, 2006.
- [96] Jon Clare, Class Lecture, "Lecture Basic Power Conversion Systems: Multi-level converters, The University of Nottingham, Nottingham, UK, 2013.
- [97] W. Kawamura, M. Hagiwara and H. Akagi, "Control and Experiment of a Modular Multilevel Cascade Converter Based on Triple-Star Bridge Cells", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, no. 5, pp. 3536-3548, 2014.
- [98] M. Diaz, R. Cardenas, M. Espinoza, F. Rojas, A. Mora, J. Clare and P. Wheeler, "Control of Wind Energy Conversion Systems Based on the Modular Multilevel Matrix Converter", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 11, pp. 8799-8810, 2017.
- [99] F. Kammerer, J. Kolb and M. Braun, "A novel cascaded vector control scheme for the Modular Multilevel Matrix Converter," *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Melbourne, VIC, 2011, pp. 1097-1102.
- [100] F. Kammerer, J. Kolb and M. Braun, "Fully decoupled current control and energy balancing of the Modular Multilevel Matrix Converter," *2012 15th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, Novi Sad, 2012, pp. LS2a.3-1-LS2a.3-8.
- [101] A. J. Korn, M. Winkelkemper, P. Steimer and J. W. Kolar, "Direct modular multi-level converter for gearless low-speed drives," *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, Birmingham, 2011, pp. 1-7.
- [102] R. W. Erickson and O. A. Al-Naseem, "A new family of matrix converters," *IECON'01. 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (Cat. No.37243)*, Denver, CO, USA, 2001, pp. 1515-1520 vol.2.

- [103] C. Oates, "A methodology for developing Chainlink converters", *13th European Conference on Power Electronics and Applications*, Barcelona, 2009, pp. 1-10.
- [104] M. Diaz, R. Cárdenas, M. Espinoza, A. Mora and P. Wheeler, "Modelling and control of the Modular Multilevel Matrix Converter and its application to Wind Energy Conversion Systems," *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Florence, 2016, pp. 5052-5057.
- [105] M. Díaz, M. Espinoza, A. Mora, R. Cárdenas and P. Wheeler, "The application of the modular multilevel matrix converter in high-power wind turbines," *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, Karlsruhe, 2016, pp. 1-11.
- [106] H. Akagi, E. H. Watanabe and M. Aredes, "Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning," John Wiley & Sons, Hoboken, 2007
- [107] J. Svensson, M. Bongiorno and A. Sannino, "Practical Implementation of Delayed Signal Cancellation Method for Phase-Sequence Separation," *in IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 1, pp. 18-26, Jan. 2007.
- [108] J. Morren and S. W. H. de Haan, "Short-Circuit Current of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator," *in IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 174-180, March 2007.
- [109] I. Esandi, "Sistemas de protección de turbinas eólicas basadas en DFIG ante huecos de tensión", Tesis de Doctorado, Universidad pública de navarra, 2014.
- [110] M. Rodriguez, G. Abad, I. Sarasola and A. Gilabert, "Crowbar control algorithms for doubly fed induction generator during voltage dips," *2005 European Conference on Power Electronics and Applications*, Dresden, 2005, pp. 10 pp.-P.10.