



Universidad de Concepción
Dirección de Postgrado
Facultad de Ingeniería - Doctorado en Ciencias de la Ingeniería
con Mención en Ingeniería Eléctrica

Control de sistemas fotovoltaicos y eólicos con conexión a red vía enlace HVDC

Tesis para optar al grado académico de
Doctor en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Eléctrica

IVÁN ERIC ANDRADE AGÜERO
CONCEPCIÓN-CHILE
2017

Profesor Guía: Dr. Rubén Peña Guíñez
Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería
Universidad de Concepción

Universidad de Concepción
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Supervisor:
Dr. Rubén Peña Guíñez

CONTROL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y EÓLICOS CON CONEXIÓN A RED VÍA ENLACE HVDC



Iván Eric Andrade Agüero

Tesis para optar al grado de

Doctor en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Eléctrica

2017

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi profesor supervisor Dr. Rubén Peña Guiñez, por sus consejos y su buena disposición para orientarme y guiarme en el trabajo realizado.

Agradezco también a mis colegas y amigos del laboratorio de ensayo de máquinas eléctricas (LEME), Javier Riedemann, Werner Jara, Gustavo Hunter y Cristian Pesce, por todos aquellos buenos momentos compartidos.

Agradezco a la Universidad de Magallanes por su apoyo, a través del Rector Sr. Juan Oyarzo Pérez, del Decano de la Facultad de Ingeniería Dr. Carlos Arias Méndez y del director del Dpto. de Ingeniería Eléctrica Sr. Rubén Carvallo Barrientos.

Agradezco en forma muy especial a mi amada esposa Cinthia Cáceres que me ha acompañado en este largo camino, dando palabras de aliento y motivación mediante su gran cariño. Además me ha dado el regalo más lindo nuestro hijo Mateo, el mejor motivo que me insta a seguir adelante, además agradezco a mi madre Nely Agüero por estar siempre conmigo en los momentos importantes.

El documento y el contenido de esta tesis fueron desarrollados en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción DIE-UDEC gracias al apoyo financiero del proyecto Fondecyt 1151325 y CONICYT/FONDAP SOLAR ENERGY RESERARCH CENTER SERC/15110019.

Finalmente se agradece al Gobierno de Chile y a la Comisión Nacional de Ciencia y Tecnología CONICYT por el financiamiento de los estudios de postgrado, a través de su programa de Doctorado Nacional mediante la Beca N° 21110771.

Tabla de Contenidos

Lista de Figuras	v
Lista de Tablas	xiii
Nomenclatura	xiv
Resumen	xv
1. Introducción	1
1.1. Introducción General	1
1.2. Trabajos Previos	1
1.2.1. Sistemas de generación fotovoltaicos	2
1.2.2. Sistemas de generación eólica	3
1.2.3. Sistemas de transmisión en HVDC	7
1.3. Resumen	11
1.4. Hipótesis del Trabajo	12
1.5. Objetivos	12
1.5.1. Objetivo General	12
1.5.2. Objetivo Específicos	12
1.6. Estructura de la tesis	13
2. Sistemas de generación solar-eólico, medios de transmisión y control	14
2.1. Introducción	14
2.2. Sistemas de generación solar	14
2.3. Sistemas de generación eólica	20
2.3.1. Sistemas de transmisión de energía eléctrica	23
2.4. Control de sistemas eléctricos	25
2.5. Resumen	28

3. Modelo del sistema fotovoltaico-eólico y enlace HVDC	29
3.1. Introducción	29
3.2. Modelo del sistema fotovoltaico	30
3.3. Modelo del sistema eólico	34
3.3.1. Máquina sincrónica de imanes permanentes (PMSG)	37
3.3.2. Convertidores VSI en configuración back-to-back	40
3.3.2.1. Control de las corrientes del PMSG	41
3.3.2.2. Control de la tensión del enlace DC del VSI en configuración back-to-back	43
3.3.3. Control de la velocidad del rotor del aerogenerador	45
3.4. Control del convertidor de salida del sistema fotovoltaico y eólico	46
3.4.1. Control de las corriente del convertidor de salida	47
3.4.2. Control de la tensión en la red AC	49
3.4.3. Control de la frecuencia en la red AC	50
3.4.4. Esquema del sistema de control por unidad	51
3.5. Sistema de transmisión en HVDC	52
3.5.1. Rectificador no controlado de 18 pulsos	53
3.6. Control con curvas de estadismo variable	56
3.7. Resumen	60
4. Sistema Experimental	61
4.1. Introducción	61
4.2. Sistema experimental	61
4.2.1. Inversor trifásico	63
4.2.2. Tarjeta DSK C6713	63
4.2.3. Tarjeta HPI interfaz PC-DSP	65
4.2.4. Tarjeta de interfaz y control basada en FPGA	66
4.2.5. Tarjetas de mediciones de tensión y corriente	67
4.2.6. Tarjetas de transmisores y receptores de PWM	69
4.2.7. Convertor AC/DC regenerativo Parker 590D	70
4.2.8. Emulador fotovoltaico (PV) Magna-Power SL600	71
5. Simulación y resultados experimentales	73
5.1. Introducción	73
5.2. Resultados de simulación	73
5.2.1. Seguimiento del punto de máxima potencia de un sistema fotovoltaico	76

5.2.2.	Referencias tipo escalón y rampa de potencia para el sistema eólico . . .	82
5.2.3.	Seguimiento de un perfil de potencia eólico	85
5.3.	Resultados experimentales	89
5.3.1.	Respuesta del controlador de corriente	90
5.3.2.	Respuesta del controlador de tensión	91
5.3.3.	Respuesta del control de tensión y frecuencia	92
5.3.4.	Rampa de partida de tensión y frecuencia en un inversor	93
5.3.5.	Conexión y desconexión de una carga resistiva en el PCC	94
5.3.6.	Partida con tres Inversores en paralelo conectados al PCC	96
5.3.7.	Impacto de un banco de capacitores	97
5.3.8.	Transferencia de Potencia a través del enlace DC, respuesta a referencias tipo escalón	100
5.3.9.	Perfil solar variable	106
5.3.10.	Seguimiento de un perfil de potencia variable 1	108
5.3.11.	Seguimiento de un perfil de potencia variable 2	109
6.	Conclusiones	113
6.1.	Conclusiones	113
6.2.	Trabajo futuro	115
A.	Transformaciones de los sistemas de referencia	116
B.	Registros de comunicación entre la DSP y la FPGA	117
C.	Diseño de los controladores	122
C.1.	Controlador de corriente	122
C.2.	Controlador de tensión	123
D.	Hardware adicional	125
D.1.	Circuito Inversor DC/AC	125
D.2.	Circuito de la tarjeta de medición de corrientes	126
D.3.	Circuito de la tarjeta de medición de tensiones	127
D.4.	Circuito acondicionador de las señales	128
D.5.	Circuito transmisor y receptor de las señales PWM por fibra óptica	129
	Bibliografía	130

Lista de Figuras

2.1. Característica I-V y P-V para diferentes condiciones de temperatura y radiación solar de un panel solar típico comercial. (a) Corriente v/s tensión a temperatura constante e irradiancia variable. (b) Corriente v/s tensión frente a variaciones de la temperatura con la irradiancia constante. (c) Potencia v/s tensión a temperatura constante e irradiancia variable. (d) Potencia v/s tensión a irradiancia constante y cambios en la temperatura.	15
2.2. String fotovoltaico con inversor trifásico centralizado (single stage) y transformador de acoplamiento en baja frecuencia.	17
2.3. Sistema de paneles fotovoltaicos con string de inversores (single-stage) y transformador de acoplamiento en baja frecuencia.	18
2.4. Sistema fotovoltaico de dos etapas (multi-string).	19
2.5. Turbinas eólicas de velocidad variable con. a) generador asíncrono de doble alimentación. b) Generador asíncrono de rotor tipo jaula de ardilla. c) Generador sincrónico de imanes permanentes.	21
2.6. Sistema de generadores eólicos basados en PMSG conectados a un PCC.	22
2.7. Sistemas de generación aislados integrados a una red, vía un enlace en HVAC o HVDC. (a) Sistema de generación solar. (b) Sistema de generación con energía eólica.	23
2.8. Sistema de transmisión en HVDC. (a) Convertidor conmutado en línea LCC. (b) Diodos Rectificadores. (c) VSC.	25
2.9. Estructura del control centralizado.	26

2.10. Estructura del control distribuido.	27
2.11. Estructura piramidal del control jerarquizado, en donde el ancho de banda aumenta hacia los primeros niveles.	27
3.1. Sistema híbrido fotovoltaico-eólico conectados a un PCC y su sistema de transmisión en corriente continua para transmitir energía a otra red AC.	29
3.2. Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica.	30
3.3. Modelo del inversor del sistema fotovoltaico de salida. Se incluye el filtro LC formado por el transformador de acoplamiento y la capacitancia del filtro del PCC.	31
3.4. Curvas de un panel solar. (a) Curva I-V en función de la temperatura a irradiancia constante. (b) Curva I-V en función de la irradiancia a temperatura constante. (c) Curva P-V en función de la temperatura a irradiancia constante. (d) Curva P-V en función de la irradiancia a temperatura constante.	32
3.5. Diagrama de bloques del método de perturbación y observación.	33
3.6. Aerogenerador basado en la máquina sincrónica de imanes permanentes conectado al PCC.	35
3.7. Curva de potencia óptima de un aerogenerador eólico.	36
3.8. Diagrama elemental de la máquina sincrónica de imanes permanentes, se muestra la fase a del estátor trifásico.	38
3.9. Convertidores VSI en configuración back-to-back para acoplar el PMSG a la red AC.	40
3.10. Convertidor fuente de tensión necesario para controlar el PMSG.	41
3.11. Diagrama de bloques para el control de las corrientes del PMSG.	43
3.12. Diagrama de bloques del lazo de control de la tensión DC.	44
3.13. Diagramas de bloques para el control del PMSG.	45
3.14. Control de velocidad del PMSG.	46

3.15. Modelo del inversor de salida y con el filtro LC formado por el transformador de acoplamiento y la capacitancia del filtro.	47
3.16. Lazo de control de las corrientes en ejes dq.	49
3.17. Diagrama de bloques del Control en el eje d de la tensión.	50
3.18. Diagrama de bloques para el lazo de control de frecuencia.	51
3.19. Esquema del sistema con los lazos de control de tensión y frecuencia en cada turbina eólica.	52
3.20. Diagrama esquemático simple del enlace HVDC.	52
3.21. Rectificador trifásico de 18 pulsos.	53
3.22. Circuito equivalente simple del enlace HVDC.	54
3.23. Curva de estatismo ($P - V$) y ($Q - f$) variables.	56
3.24. Curva de estatismo ($P - V$) variable.	57
3.25. Curva de estatismo ($Q - f$) variable.	58
3.26. Curvas de estatismo ($Q - f$) fijas en cada uno de los inversores.	59
3.27. Esquema de control con las curvas de estatismo en cada unidad.	59
4.1. Esquema del sistema experimental implementado.	62
4.2. Inversor trifásico de 2 KVA.	63
4.3. Tarjeta DSK C6713 basada en el DSP de Texas Instruments TMS320C6713. . .	64
4.4. Diagrama con la distribución de los principales elementos de la tarjeta DSK6713.	65
4.5. Tarjeta HPI (Host Port Interface).	65
4.6. Diagrama de bloques de la tarjeta interfaz HPI.	66
4.7. Tarjeta Controladora basada en FPGA.	67
4.8. Sensor de tensión LV25P y su esquema de conexión.	67

4.9. Tarjeta de medición de tensiones formada por los LV25P.	68
4.10. Sensor de Corriente LA55-P/SP1 y su esquema de conexión.	68
4.11. Tarjeta de medición de corrientes con sensores LEM LA55P/SP1.	69
4.12. Transmisores en fibra óptica (FO) y Receptor de FO en uno de los inversores . .	69
4.13. Conversor AC/DC Parker 590D.	70
4.14. Emulador fotovoltaico Magna-Power de 2.6 kW.	71
4.15. Sistema experimental.	72
5.1. Diagrama esquemático para la simulación del sistema fotovoltaico.	74
5.2. Diagrama esquemático para la simulación del sistema eólico.	75
5.3. Diagrama de bloques del método de perturbación y observación.	77
5.4. Cambios en la irradiancia y temperatura del grupo PV 1. (a) Irradiancia. (b) Temperatura. (c) Potencia activa. (d) Potencia reactiva.	79
5.5. Cambios en la irradiancia y temperatura del grupo 2. (a) Irradiancia. (b) Temperatura. (c) Potencia activa. (d) Potencia reactiva.	80
5.6. Corrientes en ejes dq del sistema PV. (a) Corrientes en el eje d. (b) Corrientes en el eje q.	81
5.7. Potencias del sistema PV. (a) Potencias Activas. (b) Potencias Reactivas.	81
5.8. Cambios en las referencias de potencia tipo escalón y rampa en los inversores. (a) Potencia activa de los sistemas inversores. (b) Corrientes en el eje d de los inversores. (c) Tensión del PCC en el eje d.	83
5.9. Cambios en las referencias de potencia tipo escalón y rampa en los inversores. (a) Potencias reactivas. (b) Corrientes en el eje q. (c) Frecuencia de la red AC.	84
5.10. Cambios en las referencias de potencia tipo escalón y rampa en los inversores. (a) Potencia transferida al sistema HVDC. (b) Tensión del sistema HVDC. (c) Corriente por el sistema HVDC.	85

5.11. Simulación de un perfil de potencia similar en cada inversor. (a) Potencias activas en la salida de los inversores. (b) Corrientes en el eje d I_{d123} (azul,rojo,amarillo). (c) Tensión en el PCC en el eje d V_d	86
5.12. Simulación de un perfil de potencia. (a) Potencias reactivas. (b) Corrientes en el eje q. (c) Frecuencia f_{red} en el PCC.	87
5.13. Simulación de un perfil de potencia. (a) Potencia del sistema HVDC. (b) Tensión del sistema HVDC. (c) Corriente en el sistema HVDC.	88
5.14. Respuesta para un cambio tipo escalón. (a) Respuesta experimental de la corriente I_d con I_q constante. (b) Tensiones de fase en la salida y tensión en el eje d.	90
5.15. Respuesta para un cambio tipo escalón. (a) Respuesta experimental de la corriente en I_q con I_d constante. (b) Tensiones de fase de salida y tensión en el eje d.	91
5.16. Respuesta para un escalón de tensión en V_d . (a) Tensiones de fase y V_d . (b) Potencia activa (rojo) y potencia reactiva (azul).	92
5.17. Cambio tipo escalón en la tensión. (a) Tensiones de fase y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P (rojo) y reactiva Q (azul). (c) Corrientes I_d e I_q . (d) Frecuencia de la red-AC.	93
5.18. Rampa de partida de un inversor DC/AC. (a) Tensiones de fase. (b) Corriente I_d e I_{dref} . (c) Frecuencia en el PCC. (d) Corriente I_q e I_{qref}	94
5.19. Impacto de una carga resistiva de 500 W. (a) Tensiones de fase y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P y reactiva Q. (c) Corrientes I_d e I_q . (d) Frecuencia en el PCC.	95
5.20. Desconexión de una carga resistiva. (a) Tensiones de fase y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P y reactiva Q, (c) Corrientes I_d e I_q , (d) Frecuencia en el PCC.	96
5.21. Rampa de partida del sistema formado por tres inversores. (A) Tensiones de línea. (B) Corrientes de la línea C. (C) Corriente de la línea C en la entrada del transformador+rectificador de 18 pulsos.	97

5.22. Impacto de un capacitor en el PCC. (A) Tensiones de línea. (B) Corrientes fase A de los inversores 1-2-3. (C) Corriente fase A del rectificador de 18 pulsos. (D) Tensión del enlace DC. (E) Corriente Fase A del capacitor. (F) Corriente DC del convertor AC/DC. 98

5.23. Impacto de un capacitor en el PCC. (a) Tensiones de línea y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P y reactiva Q. (c) Corrientes I_q . (d) Frecuencia en el PCC. 99

5.24. Cambios en las referencias de potencia de los inversores. (A) Tensiones de línea. (B) Corrientes fase A de los inversores 1-2-3. (C) Corriente fase A del rectificador de 18 pulsos. (D) Tensión del enlace DC. (E) Corriente DC en la salida del rectificador de 18 pulsos. (F) Corriente DC del convertor AC/DC. 101

5.25. Cambios en las referencias de potencia de los inversores. (G) Potencias activas. (H) Potencias reactivas. (I) Tensiones de línea. (J) Corrientes en el eje d. (K) Frecuencia en el PCC. 102

5.26. Formas de onda del sistema experimental en estado estacionario. (A) Tensiones de línea del PCC. (B) Corrientes en la línea C de cada uno de los inversores en estado estacionario. (C) Corriente de la línea del transformador. (D) Tensión en la salida de convertor AC/DC bidireccional. (E) Corriente en la salida de rectificador de 18 pulsos. (F) Corriente DC del convertor AC/DC bidireccional. . 103

5.27. Estado estacionario con rectificador de 18 pulsos y convertor AC/DC bidireccional. (a) Tensión DC a la salida del rectificador no controlado, (b) Tensiones de línea del PCC, (c) Corriente de salida del rectificador no controlado. (d) Corriente de la línea A del rectificador de 18 pulsos no controlado. (e) Corriente de la línea A del rectificador trifásico controlado. (g) Corriente lado DC del rectificador trifásico controlado. (h) Corriente de la línea A del VSI 1. (i) Corriente de la línea A del VSI 2. (j) Corriente de la línea A del VSI 3. 104

5.28. Cambios en las referencias de potencia de los inversores. (G) Potencias activas. (H) Potencias reactivas. (I) Tensiones de línea. (J) Corrientes en el eje d. (K) Frecuencia en el PCC. 105

5.29. Estado estacionario con la curva (Q-f) distinta en uno de los inversores. (a) Tensiones de línea. (b) Corrientes de la línea A de los VSI's. (c) Corriente de la línea A del rectificador de 18 pulsos. (d) Tensión DC a la salida del rectificador de 18 pulsos. (e) Corriente de salida del rectificador de 18 pulsos. (f) Corriente de salida del rectificador trifásico controlado. 106

5.30. Cambios en el emulador fotovoltaico. (a) Irradiancia. (b) Temperatura. 107

5.31. Variables de salida del emulador solar ante cambios en la irradiancia y temperatura. (a) Corriente de salida I_{dc} . (b) Potencia de salida. 107

5.32. Potencia de salida de los inversores para un perfil escalado a diferentes potencias. (a) Potencia activa VSI 1. (b) Potencia activa VSI 2. (c) Potencia activa VSI 3. 108

5.33. Potencia reactiva en los inversores para un perfil escalado a diferentes potencias. (a) Potencia reactiva VSI 1. (b) Potencia reactiva VSI 2. (c) Potencia reactiva VSI 3. 109

5.34. Potencia de salida de los inversores para un perfil variable en potencia. (a) Potencia activa VSI 1. (b) Potencia activa VSI 2. (c) Potencia activa VSI 3 110

5.35. Error entre la referencia de potencia y la potencia activa en la salida de los VSI's. (a) Error de la potencia del VSI 1. (b) Error de la potencia del VSI 2. (c) Error de la potencia del VSI 3. 111

5.36. Potencia reactiva de los inversores para un perfil variable en potencia. (a) Potencia reactiva VSI 1. (b) Potencia reactiva VSI 2. (c) Potencia reactiva VSI 3. 112

C.1. Diagrama de bloques para el control de las corrientes en eje dq. 122

C.2. LGR para el control de las corrientes en ejes dq. 123

C.3. Diagrama de bloques para el control de la tensión en el eje d. 123

C.4. LGR para el control de la tensión en el eje d. 124

D.1. Esquemático con los circuitos de disparo del inversor. 125

D.2. Esquema de la tarjeta de medición de corrientes. 126

D.3. Esquema de la tarjeta de medición de tensiones. 127

D.4. Circuito de acondicionamiento de señales análogas en la FPGA. 128

D.5. Circuito transmisor de las señales PWM por fibra óptica. 129

D.6. Circuito receptor de las señales PWM por fibra óptica. 129



Lista de Tablas

3.1. Parámetros de una celda fotovoltaica.	31
3.2. Parámetro del PMSG y del enlace DC del back-to-back.	34
4.1. Características del convertor AC/DC bidireccional Parker 590D.	70
4.2. Características del emulador PV Magna-Power SL600.	71
5.1. Parámetros de simulación	76
5.2. Parámetros del panel solar SunPower SPR-415E-WHT-D.	77
5.3. Parámetros experimentales	89
C.1. Criterio de diseño para el control de Corrientes I_{dq}	122
C.2. Criterio de diseño para el control de la tensión V_d	124

Nomenclatura

AC	:(Alternating Current) Corriente alterna.
DC	:(Direct Current) Corriente directa.
DR	:(Diode Rectifier) Rectificador puente de diodos.
DSP	:(Digital Signal processing) Procesador de señales digitales.
ERNC	:Energía Renovable No Convencional.
HVAC	:(High Voltage Alternating Current) Corriente alterna de alto voltaje.
HVDC	:(High Voltage Direct Current) Corriente directa de alto voltaje.
DFIG	:Generador de inducción de doble alimentación.
SCIG	:Generador de inducción jaula de ardilla.
PMSG	:(Permanent Magnet Synchronous Generator) Generador síncrono de imanes permanentes.
AFE	:(Flexible AC Transmissions Systems) Sistemas de transmisión flexible AC
AFE	:(Active front End) Convertidor de frente activo.
VSC	:(Voltage Source Converter) Convertidor fuente de voltaje.
VSI	:(Voltage Source Inverter) Inversor fuente de voltaje.
PCC	:(Point of Common Coupling) Punto común de conexión.
PWM	:(Pulse Width Modulation) Modulación por ancho de pulso.
SPWM	:(Sinusoidal Pulse Width Modulation) Modulación senoidal por ancho de pulso.
SVPWM	:(Space Vector Pulse Width Modulation) Modulación por ancho de pulso con vectores espaciales.
LCC	:(Line Commutated Converter) Convertidor conmutado por línea.
MPP	:(Maximum Power Point) Punto de máxima potencia.
MPPT	:(Maximum Power Point Tracking) Seguimiento del punto de máxima potencia.
IGBT	:(Insulated Gate Bipolar Transistor) Transistor bipolar de puerta aislada.
PV	:(Photovoltaics) Panel fotovoltaico.
FOC	:(Field Oriented Control) Control orientado al campo electromagnético
LVRT	:(Low Voltage Ride Through)
WECS	:(Wind Energy Conversion System) Sistemas de conversión de la energía eólica

Resumen

El presente trabajo considera el uso de convertidores con rectificadores no-controlados con puentes de diodo (DR) en el extremo transmisor de un sistema HVDC para transmitir la energía desde parques eólicos o fotovoltaicos a la red. El uso de diodos presenta ventajas en términos de la disminución en las pérdidas de conducción, costos reducidos de instalación y una mayor confiabilidad.

Para el caso de sistema fotovoltaicos se consideran los paneles fotovoltaicos (PV) en cascada con inversores fuente de tensión (VSI) conectados a un punto común de conexión (PCC). Para el caso de parques eólicos se consideran generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) conectados al PCC mediante conversores VSI's en configuración back-to-back. Para el control de los VSI en el PCC se utilizan curvas de estatismo inverso variable del tipo $(P - V)$ y $(Q - f)$ con el fin de transferir la potencia activa producida en las fuentes de ERNC y repartir la potencia reactiva en el punto común, además de controlar la tensión y la frecuencia de la red AC aislada que se forma. Para lo anterior se modelan los componentes de los sistemas y se prueban las estrategias de control, tanto en régimen permanente como transitorio.

Los modelos y las estrategias de control se validan mediante simulación con el programa MATLAB-Simulink, para un sistema de generación solar y eólico de 1000 MW. Estos sistemas forman una red AC aislada y conectada a una red principal mediante un enlace HVDC en 400 kV. El sistema HVDC usa un rectificador no controlado con puentes de diodos (DR) en la entrada. Además también se verifica de manera práctica para baja potencia mediante un prototipo experimental compuesto por tres VSI con una potencia de 2 kVA cada uno y controlados mediante un procesador de señales digitales (DSP). Para emular el enlace HVDC se utiliza un rectificador no controlado de 18 pulsos más un rectificador trifásico totalmente controlado. Los resultados de simulación como los resultados prácticos muestran que es posible controlar la potencia inyectada desde el punto común de la red AC que forman los VSI a través del enlace HVDC, también se verifica que es posible distribuir la potencia reactiva presente en el punto común que forman los inversores.

1. Introducción

1.1. Introducción General

La transmisión de grandes cantidades de energía procedentes de parques de generación solar y eólica está muy relacionada con el tamaño de estos y con su distancia a la red de distribución. Actualmente existen dos alternativas: La transmisión en alta tensión en corriente alterna (HVAC) y la transmisión en alta tensión en corriente directa (HVDC). Dentro de las HVDC se cuentan los convertidores conmutados en línea (LCC) que usan tiristores y los que usan convertidores fuente de tensión (VSC) basados en transistores bipolares de puerta aislada (IGBT). La elección de la transmisión HVAC o de la HVDC dependerá de la potencia nominal del parque fotovoltaico o eólico, de las pérdidas en la transmisión y de la inversión necesaria para la construcción del sistema de transmisión. A medida que los sistemas de ERNCs aumentan en capacidad y si la ubicación es más alejada de la red principal, la transmisión de la potencia del sistema tenderá a realizarse mediante transmisión en HVDC, en donde principalmente se emplean los LCC. Últimamente se ha propuesto el uso de rectificadores basados en diodos (DR), para reemplazar el rectificador de entrada de topología LCC. Con el uso de diodos rectificadores se tienen menores pérdidas de conducción, reducción en los costos de instalación, aumento en la confiabilidad del sistema y además resulta en una real alternativa para aquellos enlaces que sean unidireccionales como son el caso de sistemas con ERNCs que empleen celdas fotovoltaicas y generadores eólicos síncronos de imanes permanentes.

1.2. Trabajos Previos

En los sistemas de generación fotovoltaicos y eólicos se desea que la potencia activa inyectada a la red corresponda a la máxima potencia capturada. Esto es posible de lograr mediante el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en cada uno de los sistemas.

La revisión bibliográfica se divide en: (1) Sistemas de generación fotovoltaicos con MPPT, (2) Sistemas de generación eólicos, (3) Sistemas de transmisión.

1.2.1. Sistemas de generación fotovoltaicos

- Alfonso-Gil, J. C., Gimeno-Sales, . J., Segu -Chilet, S., Orts, S., Calvo, J., Fuster, V. "New optimization in photovoltaic installations with energy balance with the three-phase utility". ISIE 2005, Proceedings of the IEEE International Symposium on vol. 3. IEEE, 2005, pp. 981-987 [1].

Este trabajo propone un nuevo sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), para aplicarse en generación fotovoltaica. El esquema propuesto se conecta directamente los paneles fotovoltaicos a la red trifásica por medio de un inversor DC/AC esquema Single Stage, evitando el uso de convertidores DC/DC como etapa intermedia entre los paneles y el inversor. Esto es posible gracias al control del balance de energía entre los lados DC y AC, como ventaja de este esquema se mencionan el aumento de la eficiencia y la reducción de costos debido a la disminución del peso del equipo. El uso de panel conectado de forma directa solo es posible si la tensión del enlace DC del sistema fotovoltaico es superior a la tensión máxima de la red AC de forma que se pueda modular las tensiones de salida del inversor sin problemas, la diferencia de tensión entre el enlace DC y la tensión de la red permite un buen seguimiento de las corrientes de referencia. El control de las corrientes de salida se realiza mediante un control de histéresis el cual es más simple de implementar y además presenta una buena respuesta transitoria validada mediante simulación con el programa MATLAB-Simulink.

- Dousoky, Gamal M., Emad M. Ahmed, and Masahito Shoyama. "MPPT schemes for singlestage three-phase grid-connected photovoltaic voltage-source inverters". Industrial Technology (ICIT), IEEE International Conference on. IEEE, 2013, pp. 600-605. [2].

En este trabajo se estudian los sistemas fotovoltaicos de una sola etapa conectados a la red, los cuales ofrecen muchas ventajas, como una topología simple, un alta eficiencia, alta densidad de potencia y un menor costo. Sin embargo, que el control logre seguir el MPPT, mientras acondiciona la potencia de salida y se sincroniza con la red eléctrica, es un reto no menor para estos sistemas. En este trabajo se investigan dos esquemas de MPPT para inversores tipo fuente de tensión con energía fotovoltaica y conectados a una red trifásica de una etapa. El punto de máxima potencia (MPP) se rastrea utilizando el ángulo de carga o el índice de modulación del inversor, para ello se emplea como analogía lo que ocurre con los sistemas de generación que usan las máquinas sincrónicas. En sí este trabajo específicamente propone dos tipos de control para el sistema fotovoltaico: el primero utiliza el índice de modulación del inversor para emular

el voltaje de excitación de la máquina y se emplea el ángulo de fase de la corriente de referencia en la modulación senoidal por ancho de pulso (SPWM) para emular el ángulo de carga. El algoritmo MPPT usado en este trabajo es el de Conductancia Incremental (IC), este algoritmo depende del error entre la derivada de la corriente respecto a la tensión y de la división entre la corriente y el voltaje del panel fotovoltaico. Este trabajo se valida de manera experimental y en el se concluyen que la potencia activa del sistema es sensible a la variación del ángulo de carga, mientras que en la utilización del índice de modulación los resultados presentan una respuesta dinámica más lenta, pero un error en estado estacionario mucho menor que al ocupar la estrategia de control por ángulo de carga.

1.2.2. Sistemas de generación eólica

- M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas, and J. Rodriguez, “Overview of multi–mw wind turbines and wind parks”, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 4, pp. 1081–1095, 2011 [3].

Este artículo revisa los sistemas más adoptados en turbinas de viento, los tipos de generadores, las topologías de los convertidores, los problemas de control del generador y de la conexión a la red, así como su disposición en los parques eólicos. Hace mención a que la producción de electricidad por medio de la generación eólica ha sido el centro atención a la hora de la realización de los objetivos de energías renovables establecidos por los gobiernos en todo el mundo. Las grandes turbinas de viento del orden de Mw, a menudo organizadas en parques eólicos, son la principal solución para lograr estos objetivos. En los últimos años, la atención se ha desplazado hacia los recursos en alta mar no sólo debido al mayor potencial de energía eólica, sino también a causa de las limitaciones y a las polémicas planteadas en torno a los impactos ambientales de las turbinas eólicas en tierra. Además de la eficiencia y fiabilidad, que generalmente se requiere para todos los sistemas de conversión en tierra, el tamaño y el peso de los componentes serán de extrema importancia para instalaciones en alta mar, teniendo en cuenta que las plataformas deben ser colocados para soportar el peso total de la estructura y todos los componentes del sistema de conversión de energía. Se menciona el estado de la técnica de los sistemas de conversión desarrollados e instalados en todo el mundo en las turbinas eólicas en tierra no será necesariamente los más adecuados para instalaciones en alta mar en términos de peso, tamaño, y fiabilidad. Se muestran además algunas de las varias opciones disponibles para la implementación de un sistema de conversión de energía eólica de velocidad variable. Los generadores utilizados convencionalmente en grandes sistemas de conversión de energía eólica (WECS) son

el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), el generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG), y el generador síncrono (GS), en donde el convertidor electrónico de potencia usado generalmente corresponde a una configuración de VSI en conexión back-to-back. Se observa que la conexión de la electrónica de potencia en un DFIG es diferente al requerido para un SG y para el SCIG. Se muestra que el WECS puede estar conectado a una micro red (red débil), o una carga independiente (que es bastante inusual para una turbina eólica grande). Este trabajo tiene una actualización de las tendencias más recientes en relación con generadores, convertidores de potencia. Por otro lado, este trabajo pone de relieve las cuestiones más recientes en términos de emulación de inercia, almacenamiento de energía, armónicos, fallas y desequilibrios. También se presenta una visión general de los sistemas de turbinas eólicas, se analizan las topologías de convertidores, los sistemas de control de algunas de las máquinas eléctricas utilizadas en WECS y se analizan algunos problemas de la conexión a la red.

- M. R. Ibrahim, M. Hamad, Y. Dessouky, and B. Williams, “A review on recent low voltage ride-through solutions for pmsg wind turbine”, in *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2012 International Symposium on*, pp. 265–270, IEEE, 2012 [4].

Este trabajo hace mención a la investigación de los aerogeneradores conectados a la red, los cuales han adquirido gran interés en los últimos años. Esto llevó a introducir nuevas directrices y reglamentos relativos a la conexión de los grandes parques eólicos a la red eléctrica. Una de esas directrices es el Low Voltage Ride Through (LVRT). Este trabajo muestra las soluciones LVRT más recientes para generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG), además se lleva a cabo una breve explicación de las normas para redes eléctricas. También se extiende al desarrollo de nuevas investigaciones de LVRT a nivel de parques eólicos utilizando sistemas de transmisión flexible AC (FACT) de alta potencia. Además debido al aumento significativo en la capacidad instalada de energía eólica, esto ha generado preocupaciones sobre la estabilidad del sistema eléctrico como los parques eólicos reemplazan a tecnologías de generación convencionales que utilizan combustibles fósiles como fuente de energía primaria. Una de estas preocupaciones es el soporte a huecos de tensión (LVRT) para aerogeneradores. Antes del 2003, no había requisitos en las redes eléctricas para el LVRT de los sistemas generadores basados en el uso de turbinas eólicas, pero en ese año E.ON-Netz de Alemania fue el primero en aplicar esta necesidad en su norma eléctrica. Otro ejemplo es el estándar IEEE 1547 que proporciona un conjunto de criterios para la interconexión de los recursos de generación distribuida en la red eléctrica en los Estados Unidos, incluyendo los requisitos LVRT para aerogeneradores. Las directrices indican que se

espera que las turbinas eólicas se comporten como generadores síncronos convencionales durante las caídas de tensión, permaneciendo conectado y suministrando energía reactiva durante y después de las caídas de tensión. Las especificaciones de la norma para las redes requieren que los aerogeneradores deben ser capaces de funcionar frente a perturbaciones de la red en niveles muy bajos de tensión. Se muestra además los requisitos LVRT en Reino Unido, donde la turbina eólica tiene que permanecer conectado a la red para fallos de red que duran hasta 140 ms. Tras la restauración de la tensión al 90 % del valor nominal, un parque eólico tiene que suministrar potencia activa por lo menos 90 % de su valor pre-falla dentro de 0,5 s. Para super huecos de tensión (duración superior a 140 ms), el parque eólico tiene que permanecer conectado al sistema para cualquier duración. Los métodos para la mejora de la capacidad LVRT son variados y la elección depende de la naturaleza de la red eléctrica y la turbina de viento utilizada. Este documento se centra en el efecto de las caídas de tensión en el rendimiento de los aerogeneradores PMSG.

- J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. P. Guisado, M. A. Prats, J. I. León, and N. Moreno-Alfonso, “Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey”, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 53, no. 4, pp. 1002 – 1016, 2006 [5].

En este trabajo se presenta el uso de los recursos energéticos distribuidos como un complemento y una alternativa a las grandes centrales eléctricas convencionales. Además se menciona que la especificación de la electrónica de potencia está sujeta a requisitos relacionados no sólo a la propia fuente de energía renovable, sino también a sus efectos sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, especialmente cuando la fuente de energía funciona de manera intermitente y constituye una parte significativa de la capacidad total del sistema. Además se presentan las fuentes de energía con las nuevas tendencias en la electrónica de potencia, para la integración de la energía eólica y fotovoltaica. También se introduce en una revisión de la tecnología de los sistemas de almacenamiento, que se utilizan para la integración de fuentes de energía renovable intermitentes. Se presentan una discusión acerca de las tendencias y del futuro de los sistemas de energía renovable basados en la fiabilidad y la madurez de cada tecnología. También se menciona que debido al número creciente de fuentes de energía renovables y de generadores distribuidos, se requiere el uso de nuevas estrategias para la operación y gestión de la red eléctrica con el fin de mantener o incluso mejorar la fiabilidad y calidad de suministro de energía. Además, la liberalización de las redes conduce a nuevas estructuras de gestión, en donde el comercio de la energía eléctrica es cada vez más importante. La tecnología de la electrónica de potencia juega

un papel importante en la generación distribuida y en la integración de las energías renovables a la red eléctrica, y es ampliamente utilizado y en rápida expansión ya que estas aplicaciones se vuelven más integradas con los sistemas de red. Menciona además que durante los últimos años, la electrónica de potencia ha experimentado una rápida evolución, que se debe principalmente a dos factores. El primero de ellos es el desarrollo de interruptores semiconductores más rápidos, capaces de cambiar de forma rápida y manejar altas potencias. El segundo factor es la introducción de controladores en tiempo real que puedan implementar algoritmos de control más avanzados y complejos. Estos factores juntos han llevado al desarrollo de convertidores electrónicos que son más rentables. Además en este trabajo, se presentan las nuevas tendencias en tecnología de electrónica de potencia para la integración de las energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía. Este trabajo describe la tecnología actual y las tendencias futuras de los aerogeneradores de velocidad variable, en donde la energía eólica se ha demostrado que es técnica y económicamente viable. Se espera que la evolución actual de la transmisión de energía mecánica sin el uso de cajas reductoras dé lugar a una nueva generación de aerogeneradores silenciosos, eficientes y económicos. Además en este trabajo se presentan los sistemas de energía utilizados en plantas de generación fotovoltaica (PV) conectadas a la red. También se menciona que debido a los precios a la baja de los módulos fotovoltaicos conducen a una creciente e importante reducción de los costos de los convertidores fotovoltaicos. Una integración adecuada de las fuentes de energía renovables con sistemas de almacenamiento permite una mayor penetración en el mercado y se traduce en un ahorro de energía y de emisiones primarias. También se presentan las tendencias de investigación y desarrollo en los sistemas de almacenamiento de energía utilizadas para la integración en la red de las fuentes de energía renovable intermitentes.

- J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop controlled ac and dc microgrids a general approach toward standardization”, *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 1, pp. 158-172, 2011 [6].

Las Microrredes (MG) de AC y CC son elementos clave para la integración de los recursos energéticos renovables y distribuidas, así como sistemas de almacenamiento de energía distribuida. En los últimos años, se han hecho esfuerzos hacia la estandarización de estos sistemas. En este sentido, este trabajo presenta el control jerárquico derivado de las normas de secuenciación eléctricas ISA-95 y dota de elegancia y flexibilidad a las MGs. En este trabajo se muestra el control jerárquico el cual es propuesto en tres niveles: Primero, el control principal se basa en el método de Droop, incluyendo una salida de impedancia de bucle virtual; Segundo, el control

secundario permite la restauración de las desviaciones producidas por el control primario; y tercero, el control terciario gestiona el flujo de energía entre el sistema externo de distribución eléctrica y la MG. Los resultados del control de una MG jerárquica se muestran en este trabajo para proporcionar la viabilidad del enfoque propuesto. Además en este trabajo se presenta que las redes eléctricas tienden a ser distribuidas, inteligentes y flexibles. Además el equipamiento de electrónica de potencia dominará la red eléctrica en los próximos decenios. La tendencia de esta nueva red es cada vez más distribuida, y por lo tanto, la generación de energía y las áreas de consumo no pueden concebirse por separado. Hoy en día, la energía eléctrica y la ingeniería tienen que enfrentarse a un nuevo escenario en el que los pequeños generadores de energía distribuida y dispositivos de almacenamiento de energía que están dispersos tienen que integrarse junto a la red. La nueva red eléctrica, también llamada red inteligente, proporcionará electricidad desde los proveedores hasta los consumidores que utilizan la tecnología digital para el control de los aparatos en los hogares de los consumidores para ahorrar energía, reduciendo así los costos, aumentando la fiabilidad y transparencia. En este sentido, todo el sistema de energía será más interactivo, inteligente, y distribuido. El uso de la generación distribuida (GD) de sistemas de energía no tiene sentido sin el uso de sistemas de almacenamiento distribuidos para hacer frente a los balances de energía.

1.2.3. Sistemas de transmisión en HVDC

- Roberto Rudervall, J. P. Charpentier, Raghuveer Sharma, “High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper”, Presented at Energy Week 2000, Washington, D.C, USA, March 7-8, 2000 [7]

Este trabajo presenta una breve perspectiva histórica sobre el desarrollo de los sistemas de transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC), además presenta una visión general del estado de los sistemas HVDC. Luego revisa la tecnología usada en los sistemas HVDC y discute los sistemas HVDC desde un punto de vista de diseño, construcción, operación y mantenimiento. En este trabajo presenta una introducción teórica a los sistemas de transmisión en corriente continua en alta tensión o HVDC, permite conocer como han evolucionado estos sistemas al igual que las tecnologías y configuraciones típicas más empleadas en aplicaciones de transmisión de potencia en DC. También presenta una comparación económica y financiera de los sistemas HVDC con los sistemas en HVAC; y proporciona una breve revisión de las instalaciones referencia de sistemas HVDC. El documento finaliza con un breve conjunto de indicaciones para la elección de sistemas HVDC en el desarrollo actual del sistema eléctrico,

recalcando las ventajas medioambientales, el aspecto económico, la conexión entre sistemas asíncronos, el control del flujo de potencia y los beneficios adicionales como la estabilidad y la calidad de la energía entre otros.

- Flourentzou, Nikolas and Agelidis, Vassilios G and Demetriades, Georgios D, “VSC-based HVDC power transmission systems: An overview”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 3, pages 592-602, 2009 [8]

Este trabajo hace mención a que el progreso cada vez mayor de la tecnología de semiconductores usados para altas tensiones y altas potencias tienen impacto significativo en el desarrollo de equipos o sistemas electrónicos de potencia, esto con el propósito de ser utilizados para operaciones optimizadas en la transmisión de energía y una gestión más eficiente de las redes eléctricas. Además, en este trabajo se muestra una visión general de los avances más recientes en el área de la tecnología de los convertidores de tensión (VSC) HVDC. Se presentan topologías de conversión de varios niveles. Además se discuten los métodos de control y modelado de estos. Se incluye una lista de instalaciones HVDC basadas en VSC en todo el mundo. También se menciona que el desarrollo continuo de la electrónica de potencia ofrece oportunidades rentables para que las empresas exploten recursos energéticos que necesiten la transmisión de grandes cantidades de energía, lo cual mediante sistemas con tecnología en HVDC puede resultar clave a la hora de disminuir los costos. En particular se aborda que el uso de VSC-HVDC puede no solo usarse en redes convencionales con la finalidad de transmitir grandes flujos de energía, sino que permite la interconexión de redes asíncronas, enlaces del tipo back-to-back VSI, proporcionar soporte de tensión y estabilidad para mencionar algunas ventajas, también menciona las ventajas para la integración de fuentes de energía renovable a gran escala con la red y, más recientemente, la conexión de los grandes parques eólicos onshore / offshore.

- R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez-Dderlée, F. Morant, S. Bernal, “Voltage and frequency control of SG based wind farms with uncontrolled HVDC rectifier”, IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), pp. 2499-2504, Jul 2010 [9].

En este trabajo se introduce un nuevo sistema de control para el control integrado de un parque eólico ubicado en alta mar. Un modelo simplificado del sistema completo se ha usado para obtener la estrategia de control propuesta en este trabajo, el cual ha sido validado con una simulación del sistema completo en el software PSCAD. Además el sistema propuesto presenta un rendimiento dinámico similar a los sistemas que utilizan rectificadores controlados, esto con

respecto a la tensión, frecuencia y control de la potencia generada. Sin embargo se muestra que durante algunas fallas o transitorios en tierra, la corriente del enlace DC del rectificador no controlado tarda más para reducir o aumentar su valor, aunque dentro de los límites aceptables, razón por la cual es más lenta que la del caso con rectificador controlado propuesto en el trabajo "Frequency Control Design for Offshore Wind Farm Grid With LCC-HVDC Link Connection". A pesar del buen desempeño de los algoritmos de control propuestos, vale la pena señalar una limitación importante que se mencionan en este trabajo. Una opción es el uso de mediciones remotas de algunos parámetros eléctricos que utiliza el sistema de control de la turbina de viento, en las instalaciones reales estas variables están situadas a una gran distancia de la turbina eólica, señales como la tensión AC del PCC V_F y la corriente de la carga I_{Rq} . En una implementación real podría estimarse mediante mediciones locales, ya que los parámetros de la red se conocen con una razonable precisión. Por otro lado I_{Rq} se puede considerar como una perturbación por lo que no se requiere generalmente una medición directa, por lo que se debe usar un controlador de frecuencia adecuado. Cabe destacar que las variables utilizadas en el algoritmo de protección, como la frecuencia y la tensión de la red están disponibles localmente para cada una de las turbinas eólicas. También se menciona que el sistema de control propuesto puede ser extendido a un caso distribuido, además se menciona que los sistemas de control locales que se proponen en este trabajo puede ser implementados fácilmente en cada una de las turbinas de viento, junto con el generador de referencia para la corriente máxima en el eje d, además de indicarse que en este caso el parque eólico todavía requeriría un control secundario coordinado más lento de frecuencia y de tensión AC de en el lado offshore. Por último se destaca que un adecuado diseño integral de los sistemas de control del parque eólico de la red AC offshore y del enlace HVDC podrían dar lugar a importantes mejoras en términos de instalación, costos operativos y eficiencia del sistema.

- R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez, F. Morant, S. Bernal, "Uncontrolled rectifiers for HVDC connection of large off-shore wind farms", 13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE '09, Sept 2009 [10].

En este trabajo se desarrolla un control centralizado basado en aerogeneradores sincros de imanes permanentes, estos permiten un control estricto de la tensión en los terminales, particularmente cierto para turbinas eólicas basadas en generadores síncros (SG). Por lo tanto un diseño integrado de la turbina de viento y de control de enlace HVDC puede conducir a una simplificación sustancial del rectificador offshore. Este trabajo muestra el algoritmo de control para el rectificador LCT y para la línea de transmisión HVDC, en el cual se eliminan los tiristores

por un rectificador no controlado más barato y más eficiente. La estrategia de control presentada permite un buen rendimiento durante el funcionamiento en estado estacionario y transitorio, incluyendo la operación durante fallas en tierra. Además se muestra mediante simulación el funcionamiento del parque eólico offshore conectado a través de un enlace HVDC con rectificador no controlado, con el fin de reducir costos y aumentar la confiabilidad general del sistema. También se desarrolla el modelo para el control del parque eólico, del enlace HVDC y el diseño de los controladores correspondientes, utilizando técnicas de control lineal estándar. El sistema de control propuesto muestra un buen desempeño en régimen permanente y durante cambios de viento. Se ha demostrado que el método de control propuesto ofrece una protección adecuada del rectificador durante una falla en tierra. Por otro lado se demuestra que la corriente máxima en el rectificador después de una falla en tierra es en gran medida independiente del algoritmo de control del sistema costa afuera, siendo principalmente una función de las características de la línea HVDC. Las ecuaciones desarrolladas permiten la selección de los reactores del enlace HVDC, con el fin de reducir el rizado de la corriente HVDC y de mantener los dispositivos dentro de los límites de operación durante las fallas de la red AC en tierra.

- Peter Menke, Rainer Zurowski, Timo Christ, Slavomir Seman, Gerald Giering, Thomas Hammer, Wolfgang Zink, Felix Hacker, Denis Imamovic, Siemens AG, Erlangen Jan Thisted, Paul Brogan, Nikolaus Goldenbaum, Siemens Windpower A/S, “Second Generation DC Grid Access for Large Scale Offshore Wind Farms ”, in 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Brussels, 2015, pp. 1–6. [11].

Este trabajo menciona las ventajas de la transmisión por HVDC para sistemas de generación eólica costa afuera , con un nuevo enfoque desarrollado por Siemens. Menciona que los cables en transmisiones con CC proporcionan una mayor densidad de potencia en comparación con los cables de AC. También menciona que la transmisión en CC es mejor para distancias largas. Como contraparte menciona el problema actual de la tecnología DC offshore en la que es necesario el uso de plataformas de conversión muy grandes, esto la transforma en un topología compleja, debido a las altas exigencias para los sistemas auxiliares y mayores esfuerzos para el mantenimiento .

Este nuevo enfoque desarrollado por Siemens utiliza una electrónica de potencia compacta, robusta y encapsulada. La idea central de este nuevo concepto es el uso de la tecnología con el rectificador no controlado en lugar de un convertidor fuente de tensión que es más complejo de controlar. En este nuevo sistema el tamaño de la plataforma de conversión y el peso de

este sistema se reducen sustancialmente. En donde la plataforma de grandes convertidores se sustituye por un conjunto de pequeñas y modulares plataformas DC que toman el lugar de las subestaciones costa afuera, que ya no son necesarias.

En general con este enfoque que se presenta, se proporciona una serie de beneficios como: Control robusto de la red AC costa afuera. Equipos más protegidos y robustos. Electrónica de potencia simple y robusta. Fácil transporte e instalación. Alta fiabilidad y mínimo mantenimiento que tiene como resultado una reducción significativa de los costos de manutención. No hay un único convertidor DC costa afuera como único punto de falla. Tiempos de entrega más cortos. Transmisión da hasta 1200 MW de corriente continua. Instalación costa afuera flexible debido al concepto de rectificador modular.

1.3. Resumen

La mayoría de los trabajos analizados utilizan fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC) en las cuales es necesario transmitir la energía producida por sistemas offshore en general hacia los centros de consumo.

La integración de sistemas offshore se realiza mediante diferentes tipos de control o de gestión de energía, se destaca además que gran parte de estos sistema utilizan la transmisión mediante sistemas HVDC con rectificadores controlados o mediante VSC's, los cuales aumentan los requisitos para el diseño y control de estos sistemas.

La mayoría de los sistemas de generación con ERNC emplean controladores tradicionales derivados del funcionamiento de las máquinas sincrónicas, en donde el uso de estrategias de control distribuido basadas en las curvas de estatismo del tipo $(P - f)$ y $(Q - V)$ es el más utilizado, sin embargo en algunos trabajos se estudia la ventaja del uso de rectificadores no controlados, estos son más robustos y simples para los sistemas de transmisión HVDC.

El uso de rectificadores no controlador resulta principalmente en una reducción de los costos, además de minimizar las fallas de los sistemas y evitar el uso de transformadores con ajuste o taps, lo anterior trae consigo el uso de nuevas técnicas de control para tales sistemas, como el control de la tensión y la frecuencia por medio de convertidores fuentes de tensión. Es de destacar que en las referencias [9],[10], en ninguna de éstas se lleva a cabo la verificación experimental de las estrategias de control mencionadas en dichos trabajos.

1.4. Hipótesis del Trabajo

En sistemas eólicos offshore que empleen un enlace HVDC basado en rectificadores no controlados y que sus salidas estén conectadas a un punto común, es posible controlar la potencia inyectada a la red mediante el ajuste de la amplitud de la tensión en dicho punto, de manera que cada turbina eólica opere en su punto de máxima captura de energía.

En sistemas fotovoltaicos con un enlace HVDC con rectificadores no controlados es posible operar los inversores conectados a un punto común de conexión para máxima captura de energía controlando el voltaje en el PCC.

El uso de curvas de estatismo del tipo $(P - V)$ posibilita el control del flujo de potencia activa desde las fuentes de energías renovables hacia otra red a través del enlace HVDC, mientras que una curva de estatismo del tipo $(Q - f)$ hace posible la repartición de la potencia reactiva en el punto común.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

El objetivo principal de este trabajo es validar mediante simulación y de forma experimental la estrategia de control basada en el uso de curvas de estatismo del tipo potencia activa-tensión $(P-V)$ variables y potencia reactiva-frecuencia $(Q-f)$ variables o fijas, para sistemas de generación fotovoltaicos o eólicos, los cuales se conecten a una red AC distante vía un enlace HVDC que emplee rectificadores no controlados basados en diodos.

1.5.2. Objetivo Específicos

- Proponer un modelo de simulación MATLAB/Simulink mediante un arreglo de inversores que representes a múltiples unidades de generación fotovoltaica y eólica conectadas a un PCC.
- Extender la modularidad de cada unidad inversora permitiendo la escalabilidad del sistema.

- Proponer una estrategia de control para la regulación de la tensión AC en el PCC de la Red-AC del lado de los inversores fotovoltaicos o de los generadores eólicos.
- Implementar el sistema propuesto mediante en un prototipo de laboratorio formado por tres inversores y un emulador solar que permita verificar la estrategia de control propuesta.

1.6. Estructura de la tesis

La presente tesis de doctorado esta organizada en seis capítulos y anexos que se describen de la siguiente forma.

El capítulo 1, corresponde a la introducción en la cual se realiza una revisión bibliográfica.

El capítulo 2, describe las topologías más habituales en sistemas de generación fotovoltaicos y eólicos, además de los medios de transmisión de la energía eléctrica.

El capítulo 3, considera el caso particular de estudio, se presentan las ecuaciones que modelan el sistema y el control utilizado para cumplir con los objetivos propuestos.

El capítulo 4, describe el sistema experimental y el hardware implementado para verificar la estrategia de control propuesta, además de los detalles de los elementos usados en la construcción de los convertidores y de los sensores de tensión y corriente usados en las tarjetas de adquisición de señales.

El capítulo 5, presenta resultados de simulación para un sistema de alta potencia y los resultados experimentales obtenidos con un prototipo de baja potencia que validan la estrategia de control.

Por último en el capítulo 6, se presentan las conclusiones generales de éste proyecto de tesis y el trabajo futuro que se puede realizar de esta investigación.

2. Sistemas de generación solar-eólico, medios de transmisión y control

2.1. Introducción

El presente capítulo describe el estado actual en lo referente a la tecnología utilizada en generación solar y eólica, además de los sistemas de transmisión utilizados para transportar la energía producida a los centros de distribución y consumo.

En la primera parte se describen los elementos que constituyen un sistema de generación fotovoltaico y las configuraciones más utilizadas, destacando a la topología de conexión directa o de una etapa y mencionando también a otras configuraciones como los sistemas de dos etapas [1],[2].

En la segunda parte se describen las configuraciones usadas en los sistemas de generación eólicos, destacando a la máquina sincrónica de imanes permanentes como una de las opciones más prometedoras por su capacidad de control por medio del VSI en configuración back-to-back [12],[3].

El tercer apartado se centra en los sistemas de transmisión de energía eléctrica que unen a los sistemas de generación con redes que se encuentren alejadas, mencionando las redes en alta tensión en corriente alterna (HVAC) y destacando las redes en alta tensión en corriente continua (HVDC) que son cada vez más usadas [13],[14].

2.2. Sistemas de generación solar

Los sistemas de generación fotovoltaicos se han convertido en una de las fuentes de energía renovable más importantes dada la capacidad actualmente instalada, esto debido a la disminución de los costos de fabricación y al aumento de la eficiencia en la generación. Según informes [15] se estima que la potencia instalada a nivel mundial podría alcanzar los 321 GW en el 2018, lo que equivale a más del doble de la potencia instalada en el año 2013. Este desarrollo

tecnológico supone enormes beneficios a largo plazo en términos medio ambientales.

Dado que los paneles fotovoltaicos convierten la energía solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. La conexión de los paneles fotovoltaicos a la red eléctrica se realiza a través de convertidores DC/AC, mediante los cuales se inyecta su energía a la red. La tensión y la corriente en los terminales de un panel fotovoltaico dependen de las características constructivas del panel y de las condiciones ambientales durante su funcionamiento. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos muestran el comportamiento de los paneles mediante curvas que representan los posibles puntos de operación del panel solar.

En la figura 2.1 se muestran las curvas típicas de corriente-tensión ($I - V$) y de potencia-tensión ($P - V$) en función de la irradiancia y de la temperatura del panel solar.

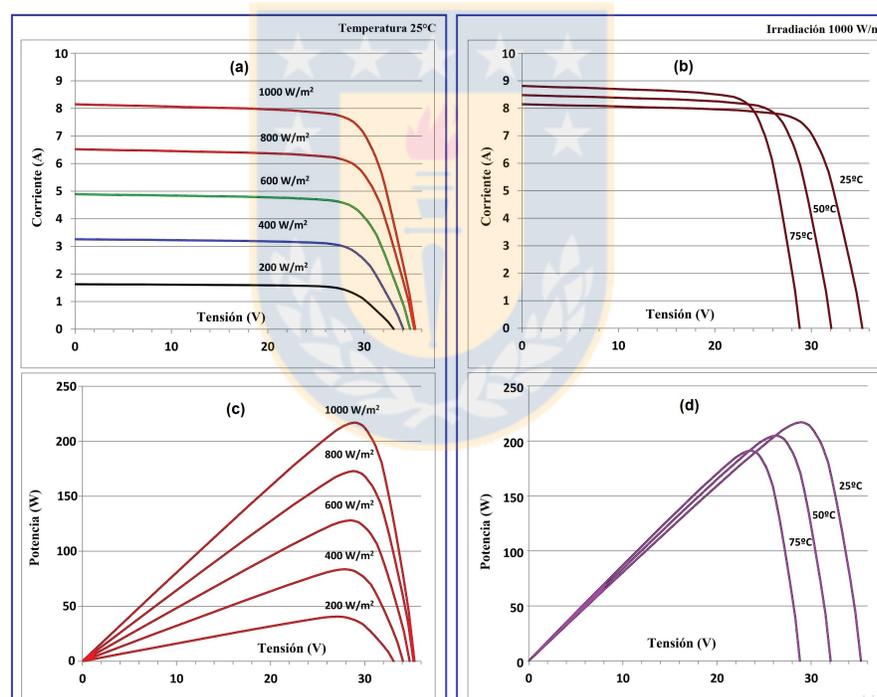


Figura 2.1: Característica I-V y P-V para diferentes condiciones de temperatura y radiación solar de un panel solar típico comercial. (a) Corriente v/s tensión a temperatura constante e irradiancia variable. (b) Corriente v/s tensión frente a variaciones de la temperatura con la irradiancia constante. (c) Potencia v/s tensión a temperatura constante e irradiancia variable. (d) Potencia v/s tensión a irradiancia constante y cambios en la temperatura [Fuente: elaboración propia].

En las gráficas de potencia-tensión (P-V) se observa que existe un punto en el cual la poten-

cia es máxima (MPP) para una determinada irradiación que recibe el módulo fotovoltaico y la temperatura de operación del panel PV. La tensión del MPP también varía con las condiciones de irradiación y temperatura. En los inversores se implementan métodos para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que determina los valores de tensión y corriente adecuados para obtener la máxima potencia posible. La conexión en serie de paneles fotovoltaicos más conocida como “string” se realiza con el propósito de incrementar la tensión de salida, con el objetivo de abarcar un gran rango de potencias. En lo que respecta a las instalaciones fotovoltaicas estas pueden ir desde un simple panel de unos 250 W hasta plantas fotovoltaicas de varios cientos de kW o MW. Con el fin de cubrir los amplios rangos de potencia que el mercado demanda, se han desarrollado diversas topologías de plantas fotovoltaicas las cuales son en función de la tecnología disponible. Las topologías incluyen tanto la disposición de los paneles fotovoltaicos como la de los inversores para su conexión a la red eléctrica [16], [5].

La conexión de sistemas fotovoltaicos a las redes eléctricas se realiza a través de convertidores electrónicos de potencia, los cuales se clasifican según la cantidad de etapas en el procesamiento de la energía.

En estructuras fotovoltaicas que usen una sola etapa (single stage), el convertidor de potencia es un inversor DC-AC. Este convertidor debe controlar la extracción de la máxima potencia de los paneles fotovoltaicos (MPPT), la sincronización a la red eléctrica, y la regulación de la tensión del enlace DC [2]. En algunas instalaciones fotovoltaicas del tipo single-stage se conectan una gran cantidad de paneles fotovoltaicos a un solo inversor de elevada potencia, mientras que otras instalaciones emplean pequeños inversores conectados a un punto común de acoplamiento (PCC) en AC. En los sistemas con un inversor centralizado se conectan strings de paneles fotovoltaicos en paralelo, agrupando toda la potencia en el enlace DC. Este enlace DC se conecta a un único inversor DC/AC trifásico el cual se conecta a la red AC empleando un transformador de línea que proporciona aislamiento galvánico, esta configuración se muestra en la figura 2.2.

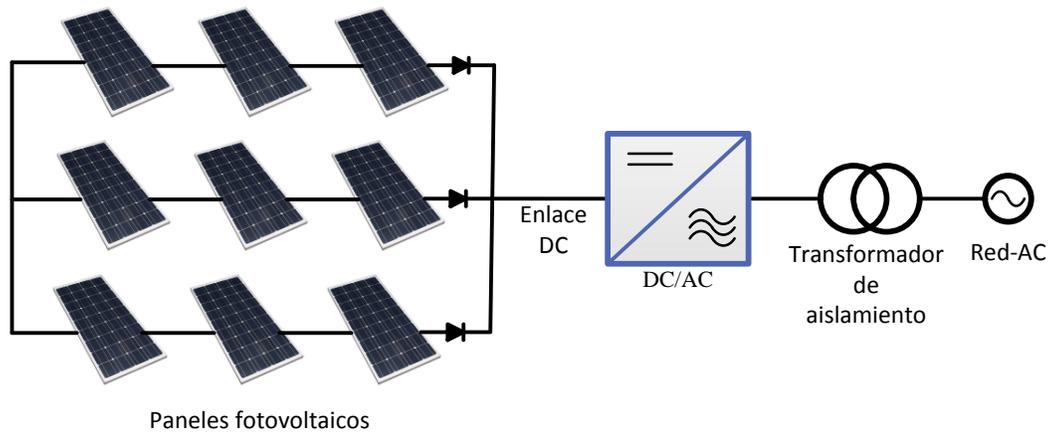


Figura 2.2: String fotovoltaico con inversor trifásico centralizado (single stage) y transformador de acoplamiento en baja frecuencia [Fuente: elaboración propia].

Los inversores centralizados de gran potencia tienen la capacidad de inyectar corriente a la red con un factor de potencia alto superior a 0.95 y un muy buen rendimiento entre un 90% a 95% (norma UNE-EN/IEC 61683: Norma Europea, Comisión Electrotécnica Internacional) [17]. Pero como inconvenientes tienen una capacidad limitada para seguir el punto óptimo cuando los paneles fotovoltaicos que forman los strings no trabajan bajo las mismas condiciones ambientales. Por ejemplo si uno de los strings está completamente sombreado, este string puede consumir energía en lugar de producirla. Esto provoca pérdidas energéticas, además de un calentamiento de las células fotovoltaicas el cual puede llegar a destruirlas. Con el fin de evitar este inconveniente es necesario añadir un diodo a la salida de cada string. Este diodo aunque es necesario para conectar los strings en paralelo, añade más pérdidas energéticas al sistema fotovoltaico.

La capacidad para seguir el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos en una topología centralizada es muy limitada, ya que el inversor fija el mismo punto de trabajo para todos los strings. Este punto de trabajo es una solución de compromiso que permitiría obtener la máxima energía del conjunto si todos los paneles fotovoltaicos estuviesen bajo las mismas condiciones de temperatura e irradiancia.

Si la radiación recibida por los paneles fotovoltaicos es distinta, fenómeno llamado "sombra", cada panel tiene un MPP diferente y se presentan los siguientes problemas:

- Existen MPP locales y uno global. Si el algoritmo de control del MPPT opera en un MPP

local en vez del MPP global, no se produce la máxima transferencia de energía de los paneles que forman el string.

- En el MPP global el rendimiento de los paneles fotovoltaicos es inferior al que se podría obtener en cada uno de los paneles de manera independiente, esto debido a que cada panel fotovoltaico tiene su MPP en un punto de trabajo diferente.

Otros sistemas están basados en string de inversores. En la figura 2.3 se muestra esta estructura de generación en la cual se coloca un inversor conectado a la red por cada string de paneles fotovoltaicos. En esta configuración se consigue mejorar el rendimiento del conjunto de paneles fotovoltaicos con respecto a la configuración con un inversor centralizado, esto porque principalmente se puede ejecutar un algoritmo MPPT por cada string en lugar de un MPPT para toda la instalación. Además al no conectar strings en paralelo ya no es necesario el diodo que se emplea en los sistemas con inversor centralizado, esto evita las pérdidas de energía debido a este elemento. Otra ventaja de este tipo de sistemas es que una avería en uno de los strings no se propaga al resto volviendo al sistema más robusto. Los inversores de string monofásicos suelen ser de una o dos etapas, con potencias entre 2 kW y 5 kW, mientras que los inversores de string trifásicos abarcan potencias desde los 8 kW a los 15 kW.

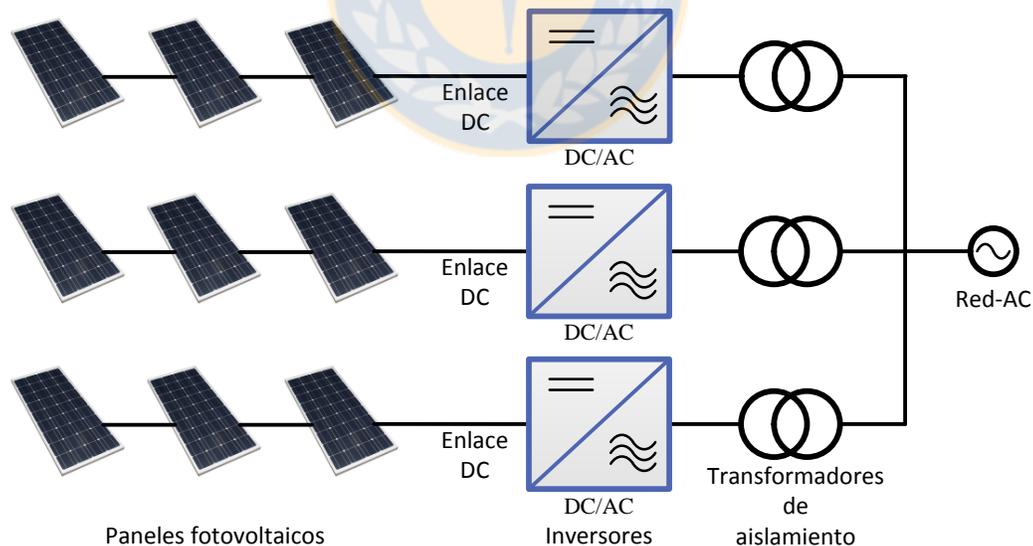


Figura 2.3: Sistema de paneles fotovoltaicos con string de inversores (single-stage) y transformador de acoplamiento en baja frecuencia [Fuente: elaboración propia].

Otra configuración es la denominada “multi-string”, esta topología es mostrada en la figura

2.4. Estos sistemas están compuestos por un inversor para su conexión a la red eléctrica y un convertidor DC/DC por cada string, en este sistema en cada string se ejecuta su propio algoritmo de MPPT. Como principal ventaja de este sistema de dos etapas, es el empleo de un único inversor para varios strings, reduciendo su costo. Además la idea de ejecutar múltiples MPPTs se traslada a los inversores “multi-string”, que son equipos con varias entradas para la conexión de strings fotovoltaicos y una salida de conexión a la red.

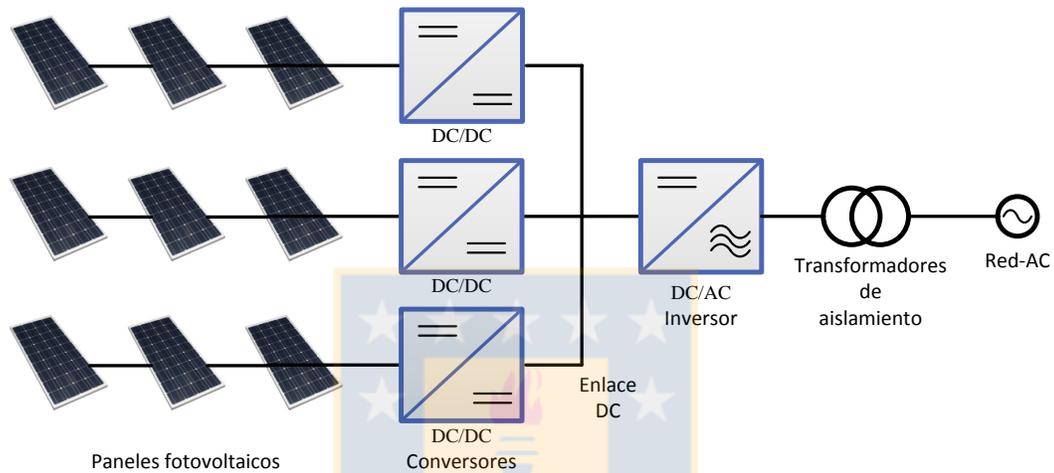


Figura 2.4: Sistema fotovoltaico de dos etapas (multi-string) [Fuente: elaboración propia].

Los sistemas de dos etapas están formados por un convertidor DC/DC el cual está conectado a la fuente de energía fotovoltaica, a su vez este sistema está en cascada con un inversor para su conexión a red eléctrica. Al equipo que integra las dos etapas en un mismo dispositivo se le denomina “inversor de dos etapas”. Incorporar un convertidor DC/DC intermedio tiene como ventaja el desacople de la tensión de salida de los paneles fotovoltaicos y la tensión en el enlace DC inversor. Aquellas topologías que se consideran de dos etapas tienen las siguientes características:

- Están formadas por dos convertidores de potencia.
- Presentan un desacoplamiento energético entre los convertidores.
- Permiten un control independiente de cada convertidor.

Las disposiciones anteriores también condicionan el empleo de inversores formados por una o varias etapas de potencia. En donde las ventajas y desventajas de cada una de las topologías,

hacen que su elección dependan de la potencia instalada en la planta fotovoltaica, de otros requisitos como el rendimiento, el mantenimiento o la confiabilidad de la planta fotovoltaica. El aislamiento entre los paneles fotovoltaicos y la red eléctrica AC es un factor importante en la elección de la topología de los convertidores que forman parte de la instalación. Este aislamiento puede ser mediante transformadores de alta frecuencia (HF), funcionando en el orden de los kHz, o por medio de transformadores en baja frecuencia que trabajan en el rango de las frecuencias de las líneas eléctricas de 50 o 60 Hz.

La implementación de un control independiente en cada etapa proporciona flexibilidad y un desacople en las variables a controlar. Además el control de forma independiente en el convertidor DC/DC permite extender el rango de tensión DC en el que pueden funcionar los paneles fotovoltaicos, de forma de aprovechar al máximo la energía solar obtenida. También permite desacoplar el rizado de tensión en el enlace DC del inversor con respecto al punto de operación de los paneles fotovoltaicos.

2.3. Sistemas de generación eólica

Los sistemas de generación eólica en su mayoría son de velocidad variable. Estos sistemas se basan en el uso de generadores asíncronos doblemente alimentados (DFIG), generadores asíncronos con rotor jaula de ardilla (SCIG) o generadores sincrónicos de imanes permanentes (PMSG) [3],[4], la elección de uno u otro dependerá de los costos de instalación y de mantenimiento. Además estas unidades de generación utilizan inversores fuente de tensión (VSI) en configuración back-to-back como acoplamiento entre el generador y la red [18]. La salida de estos inversores se conectan a un punto común de conexión (PCC) formando una red-AC. En esta red es necesario mantener las variables eléctricas de tensión y frecuencia controladas con la finalidad de cumplir con estándares de regulación y de calidad de los sistemas eléctricos de generación y distribución [19].

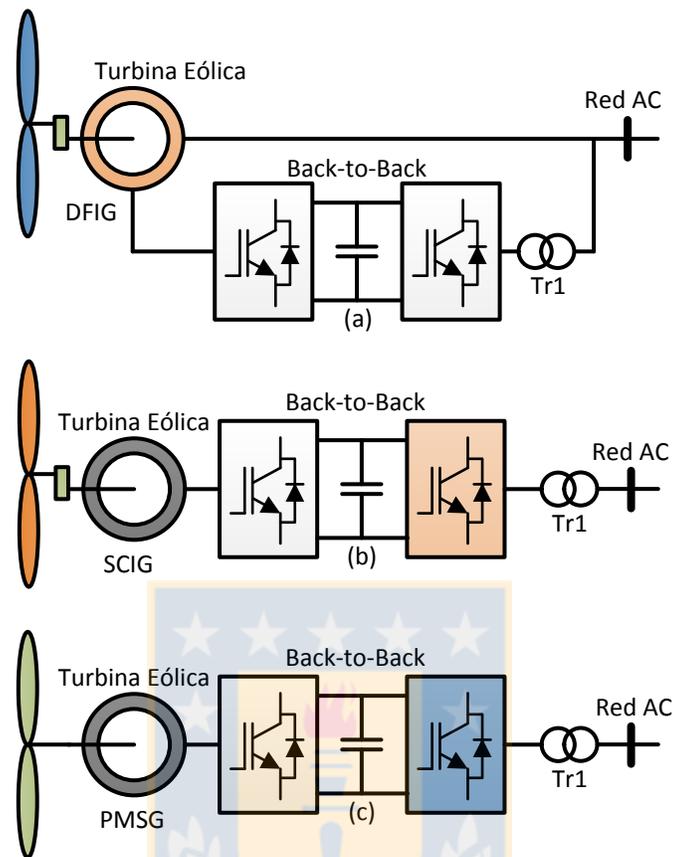


Figura 2.5: Turbinas eólicas de velocidad variable con. a) Generador asíncrono de doble alimentación. b) Generador asíncrono de rotor tipo jaula de ardilla. c) Generador sincrónico de imanes permanentes [Fuente: elaboración propia].

En cuanto al tipo de unidades de generación, una de las principales ventajas que ofrecen los sistemas basados en DFIG figura 2.5 (a) es la reducción en el costo de la electrónica de potencia, donde la capacidad del convertidor es típicamente el 30 % de la potencia nominal de la máquina [20], a diferencia de los convertidores utilizados con SCIG o PMSG (ver figura 2.5 (b) y (c)) donde los convertidores deben controlar la potencia nominal de la máquina eléctrica [3]. Los sistemas de generación actualmente instalados están formados principalmente por unidades DFIG pero cada vez se instalan más generadores eólicos basados en PMSG [4]. Todas estas configuraciones ofrecen una mayor producción de energía eléctrica para una velocidad del viento determinada, donde la eficiencia aerodinámica de las turbinas es bastante elevada debido a la operación con velocidad variable, lo anterior permite obtener la máxima potencia ante cambios en la velocidad del viento [21].

En cuanto al uso de unidades de generación eólica basados en PMSG (ver figura 2.6), como ventajas se tienen que la excitación del generador no se ve afectada por variaciones o transitorios externos de la red, además algunos diseños de PMSG cuentan con un elevado número de polos para obtener la frecuencia deseada, con lo cual ya no es necesario el uso de una caja multiplicadora de velocidad aunque el generador gire a bajas velocidades [18], otra ventaja es que el estátor está acoplado a través de un convertidor electrónico en el cual se varía la tensión y la frecuencia. Lo anterior con el propósito de mantener la tensión del enlace dc constante y lograr el acople del sistema generador a la red eléctrica [12].

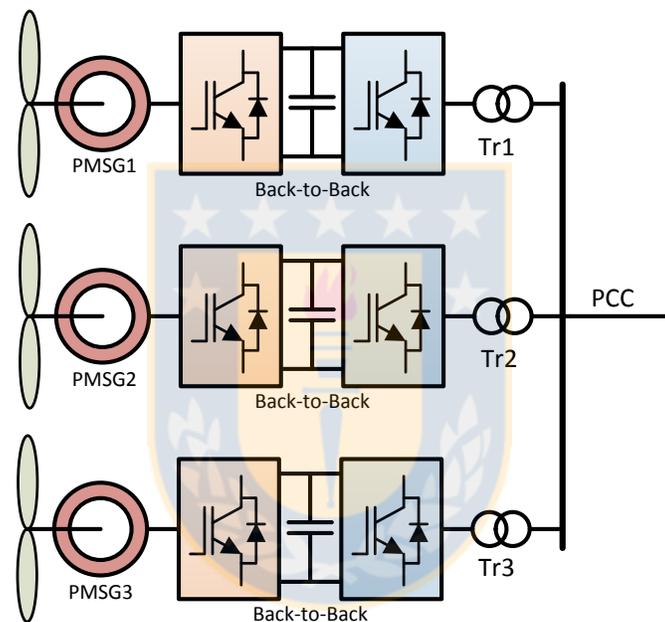


Figura 2.6: Sistema de generadores eólicos basados en PMSG conectados a un PCC [Fuente: elaboración propia].

El uso de generadores eólicos basados en PMSG y utilizando inversores fuente de voltaje (VSI) en configuración back-to-back son una alternativa al uso de sistemas con DFIG en nuevos proyectos, esto debido a la disminución de los costos de la electrónica de potencia asociada a estos sistemas y al aumento en la capacidad de potencia de los nuevos generadores con esta tecnología [22]. En cuanto a la electrónica de potencia utilizada, el uso de VSI con configuraciones back-to-back resulta en un grado de desacople entre las variables del sistema generador y la red-AC del PCC [21].

2.3.1. Sistemas de transmisión de energía eléctrica

Actualmente existen sistemas eléctricos formados por parques fotovoltaicos o eólicos figura 2.7 (a) y (b) que son integrados a redes de transmisión, esto con el fin de disponer de la energía que estos sistemas producen [5]. Esta integración principalmente se realiza mediante enlaces en alta tensión en corriente alterna HVAC o con enlaces en alta tensión en corriente continua HVDC. En estos sistemas la distancia es un factor importante a considerar. Si el parque se encuentra alejado del sistema principal el costo en la transmisión puede alcanzar un 30 % de la inversión total del parque eólico dependiendo de la tecnología elegida [23], por lo tanto se debe considerar un adecuado diseño del medio de transmisión en corriente alterna o en corriente continua en alta tensión (HVAC o HVDC)

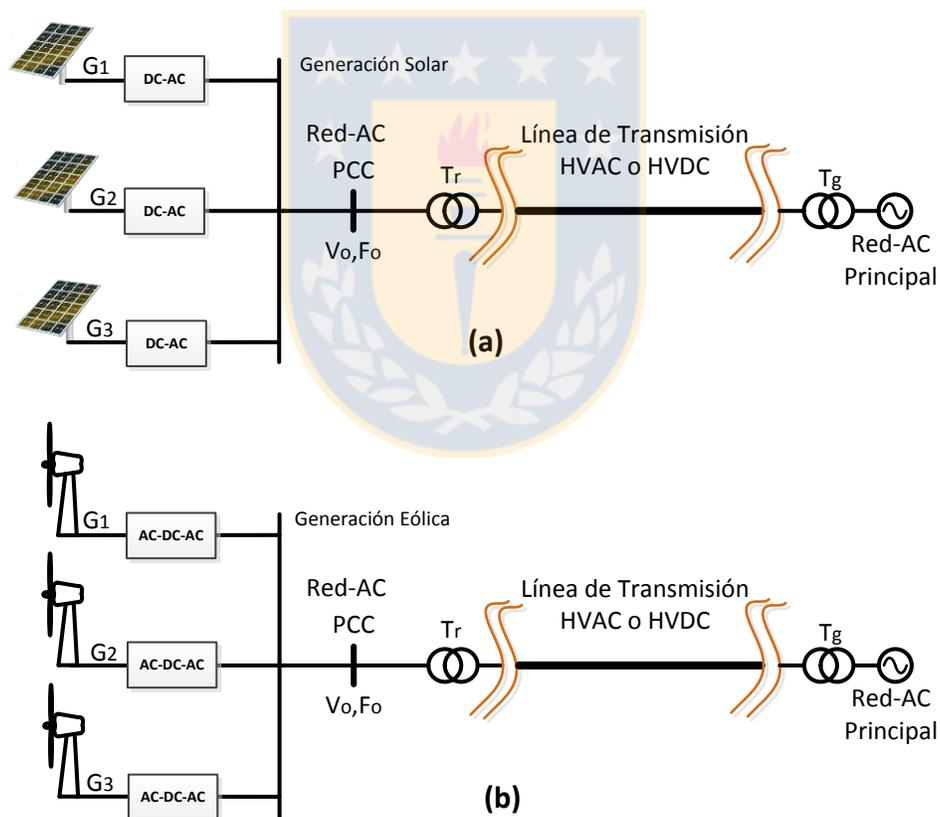


Figura 2.7: Sistemas de generación aislados integrados a una red, vía un enlace en HVAC o HVDC. (a) Sistema de generación solar. (b) Sistema de generación con energía eólica [Fuente: elaboración propia].

Debido a las dimensiones de los parques (varios cientos de MW actualmente) y a la distancia

de la red-AC principal, la mayoría de los parques eólicos operativos utilizan como transmisión HVAC. No obstante, el uso de sistemas HVDC se ha incrementado considerablemente en los últimos debido a las siguientes razones:

- Se logra un grado de aislamiento al acoplar sistemas de AC mediante un enlace en DC [24].
- Impacto ambiental reducido, ya que se necesita un corredor más angosto en líneas de transmisión aéreas con HVDC [24].
- Control sobre la tensión y la dirección del flujo de potencia.
- En sistemas de transmisión con HVDC se tiene una mayor estabilidad [25].
- Reducción de los costos de inversión en los sistemas de transmisión.
- Transmisión de grandes potencias a grandes distancias con el mismo tamaño de conductor, esto también da la posibilidad de explotar sistemas alejados con gran potencial eólico [13].
- Posibilidad de acoplar parques eólicos de gran capacidad cercanos a líneas de transmisión en HVDC ya existentes.

A medida que se incrementa la distancia de los parques eólicos a la red principal, también se incrementan los costos de los cables utilizados. En transmisiones HVAC al superar ciertas distancias los costos de las líneas pueden alcanzar valores prohibitivos [26], además los cables en HVAC de gran longitud producen grandes cantidades de potencia reactiva [23], esto hace disminuir su capacidad de transmisión. Es en estas aplicaciones que, por su bajo costo, su sencillo diseño, la simple forma de operar y el bajo impacto en la red receptora, permiten que la interconexión mediante sistemas de transmisión en HVDC ofrezca ventajas cuando se compara con líneas de transmisión en HVAC.

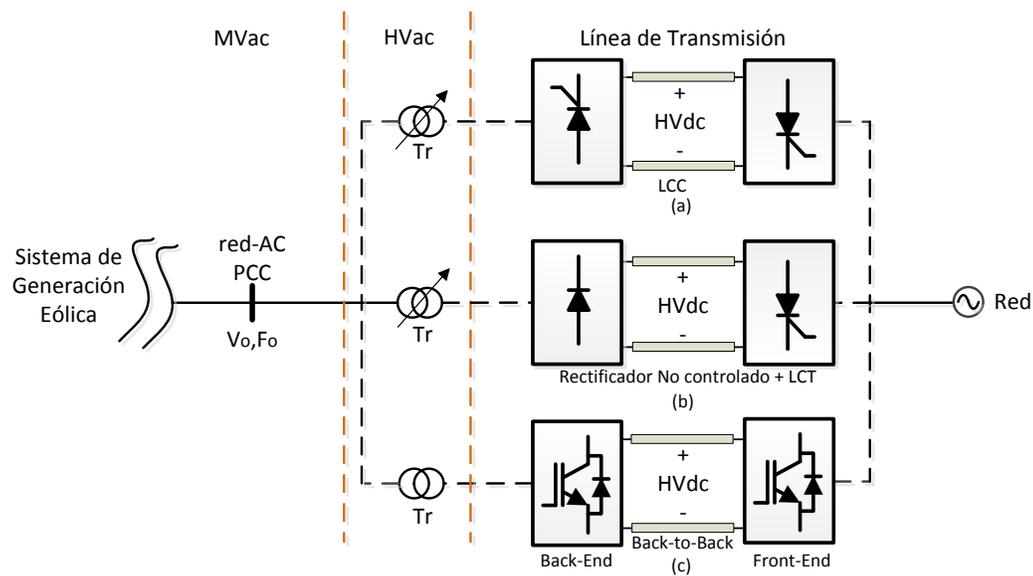


Figura 2.8: Sistema de transmisión en HVDC. (a) Convertidor conmutado en línea LCC. (b) Diodos Rectificadores. (c) VSC [Fuente: elaboración propia].

En cuanto a la tecnología utilizada en sistemas de transmisión HVDC, ésta puede ser por un sistema de convertidores conmutados en línea (LCC) basado en tiristores figura 2.8 (a) [27], también se pueden emplear rectificadores no controlados [10],[28], estos son más simples y robustos pero en ellos es necesario controlar la tensión y la frecuencia de la red-AC figura 2.8 (b), o bien puede ser mediante el uso de convertidores basados en VSC cuando se requiera de menos espacio, una menor distorsión armónica y un control de la potencia activa y reactiva figura 2.8 (c) [8].

2.4. Control de sistemas eléctricos

En lo que respecta al control de sistemas eléctricos con energía renovables, existen principalmente dos formas: El control centralizado y el control distribuido. El control centralizado se utiliza habitualmente para controlar sistemas de pequeña escala. En este tipo de control es necesario medir todas las salidas del sistema en un punto común como se muestra en la figura 2.9, donde el controlador central determina la referencia para cada planta. Una de las ventajas de este tipo de control es que las decisiones se toman con toda la información del sistema, por lo cual se llega a un solo resultado final. A su vez una de las desventajas del control centralizado es

que las dificultades crecen a medida que el sistema aumenta, ya que la cantidad de información que se debe enviar es mayor lo que se traduce en un aumento del ancho de banda de los sistemas de comunicación [29], debido a este aumento el sistema se vuelve menos confiable y se ve afectado por las fallas que ocurran en el sistema de comunicación. Otro de los inconvenientes es que el control central debe ser de gran capacidad y además cada nueva unidad debe ser conectada al sistema central por lo que la expansión con este tipo de control no es sencilla [30]. Para el caso de sistemas con unidades a grandes distancias el control centralizado se vuelve poco práctico y altamente costoso.

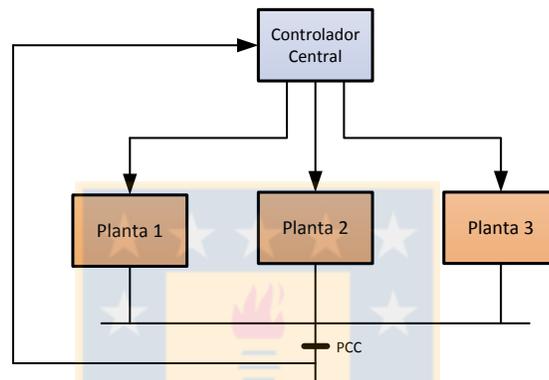


Figura 2.9: Estructura del control centralizado [Fuente: elaboración propia].

Otro tipo de control es el distribuido. Este control consiste en dividir el sistema en varios módulos o subprocesos de control, cada uno con su controlador independiente del resto, como se muestra en la figura 2.10. Para alcanzar un objetivo final, como es el control de tensión y frecuencia en el PCC, cada subproceso intercambia información con los demás controladores, de esta forma el control distribuido permite evitar los problemas de comunicación del control centralizado. Como inconveniente, la solución que puede alcanzar cada controlador no siempre es óptima y única, dado que el óptimo de cada subproceso no necesariamente es el óptimo global. En algunos casos se puede producir inestabilidad del sistema ya que los subprocesos pueden llegar a soluciones incompatibles [30]. Para evitar los problemas de inestabilidad es común realizar estudios de estabilidad antes de la aplicación de las soluciones de los controladores. En el caso de redes eléctricas de pequeña escala, normalmente se utiliza el método de curvas de estatismo como una alternativa de control distribuido [31].

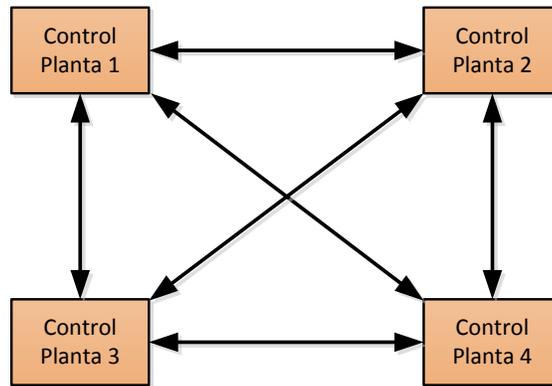


Figura 2.10: Estructura del control distribuido [Fuente: elaboración propia].

Además del control centralizado y distribuido, los sistemas de control se pueden dividir en niveles. Esto se conoce como control jerárquico este tipo de control se muestra en la figura 2.11. Cada nivel toma cualquiera de las estructuras de control anteriores (centralizado o distribuido), además cada nivel tiene distintas funciones [30],[6]. Para el adecuado funcionamiento del sistema se debe asegurar que cada nivel de control tenga un bajo impacto sobre el otro, para ello los niveles se deben encontrar desacoplados. Lo anterior se logra si cada nivel opera con distinto ancho de banda, en donde éste decrece a medida que se avanza en nivel. El control jerárquico ha sido aplicado en sistemas eléctricos de potencia por décadas y está comenzando a usarse en el control de parques eólicos y de microrredes [6]. Las etapas del control jerarquizado se describen a continuación:

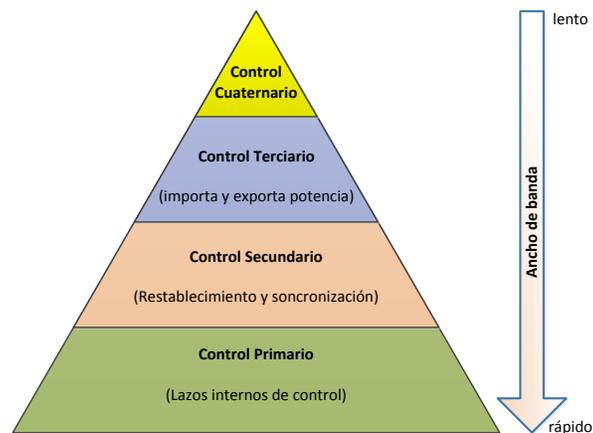


Figura 2.11: Estructura piramidal del control jerarquizado, en donde el ancho de banda aumenta hacia los primeros niveles [Fuente: elaboración propia].

En el control primario, el control es implementado en cada inversor. Este control es el responsable del reparto de potencia activa y reactiva a través de por ejemplo un control tipo droop control. En este nivel los inversores tienen un comportamiento similar a generadores síncronicos.

La etapa de control secundario es implementada en un control central donde, dependiendo del modo de funcionamiento (como por ejemplo en isla), se fijan las consignas de tensión y frecuencia o en modo red se compensan las desviaciones de tensión y frecuencia, en este modo se calcula el factor de restauración para la tensión V y la frecuencia F de cada inversor a partir de las consignas del control terciario. Además se encarga del sincronismo de por ejemplo una microrred con una red principal, también equilibra la tensión ante desequilibrios e interviene en la compensación de armónicos.

En la etapa de control terciario, que es implementado en un control central, se establecen las consignas de tensión y frecuencia para el control secundario, como consecuencia del control de potencia activa y reactiva, a partir de las medidas de potencia de la red principal y de cada salida del convertidor y de las consignas recibidas desde el control cuaternario.

La etapa de control cuaternario es implementado en un control central, esta tiene la función de gestión de por ejemplo una microrred en donde controla el punto óptimo de operación, realiza la gestión económica de los sistemas de generación, favoreciendo siempre a las energías renovables.

2.5. Resumen

En este capítulo se describieron las principales configuraciones utilizadas en sistema fotovoltaicos y en sistema eólicos. Para los sistemas solares se mencionaron las configuraciones de una etapa que usan convertidores DC/AC y de dos etapas que usan conversores DC/DC y DC/AC. Para el caso de los sistemas de generación eólica se tienen que las máquinas de generación más usadas están basadas en SCIG, DFIG y PMSG. También se mencionan que estas configuraciones usan VSI en configuración back-to-back. Mientras que el medio de transmisión usado pueden ser líneas de transmisión en HVAC o HVDC.

3. Modelo del sistema fotovoltaico-eólico y enlace HVDC

3.1. Introducción

En este capítulo se describen y modelan los componentes del sistema que se estudian en la presente tesis. Los componentes que forman parte del sistema son el sistema fotovoltaico, el sistema eólico, la red de corriente alterna y el sistema de transmisión HVDC. Para el caso de estudio se considera la configuración (single stage) en el sistema fotovoltaico, el cual está formado por una agrupación de paneles solares, el convertidor DC/AC y su correspondiente transformador. El sistema eólico está formado por un generador sincrónico de imanes permanentes, el convertidor de potencia back-to-back y el transformador de acoplamiento a la red. El sistema de transmisión HVDC está formado por rectificadores trifásicos no-controlados de diodos, un cable de transmisión y el convertidor DC/AC que actúa como inversor controlando la tensión y el flujo de potencia entre los sistemas AC. En la figura 3.1 se muestra el sistema completo a analizar. El rectificador no controlado además comprende filtros del lado de la red-AC, los transformadores, los puentes de diodos y el filtro de salida del lado de continua.

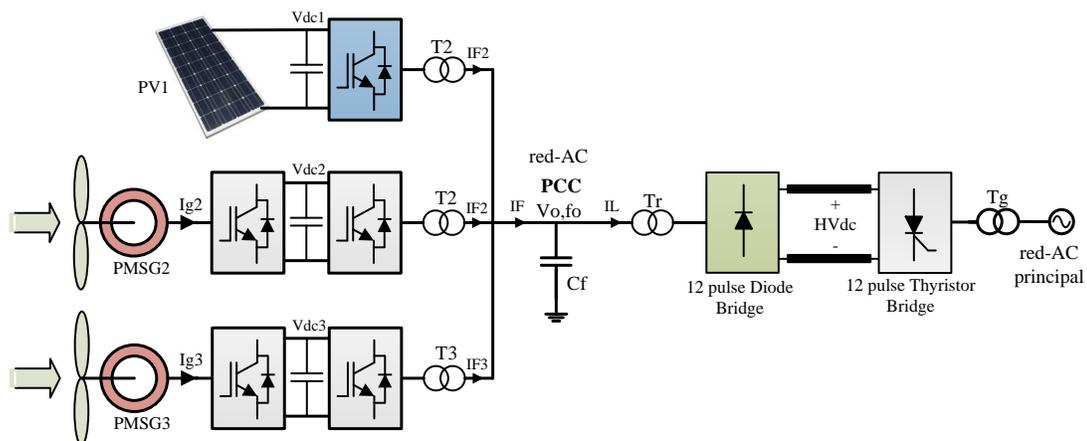


Figura 3.1: Sistema híbrido fotovoltaico-eólico conectados a un PCC y su sistema de transmisión en corriente continua para transmitir energía a otra red AC [Fuente: elaboración propia].

Para modelar cada elemento del sistema se proponen ecuaciones que describen su comportamiento. El modelo debe ser sencillo para minimizar los tiempos de simulación y para facilitar la obtención de los valores de todos sus parámetros. Al mismo tiempo se debe considerar que el modelo debe proporcionar resultados válidos en los estudios en régimen permanente y en régimen transitorio. Los modelos asociados a sistemas trifásicos se suelen representar mediante ecuaciones en ejes dq. Para ello se aplica la transformación de Park a las ecuaciones de fase (abc). La orientación de los ejes dq es distinta para cada subsistema trifásico. Con esta transformación se simplifica el control ya que las tensiones e intensidades en ejes dq no dependen del tiempo cuando el sistema trifásico se encuentra en régimen permanente y está equilibrado.

3.2. Modelo del sistema fotovoltaico

Para modelar al sistema fotovoltaico es necesario estudiar la configuración de las celdas o módulos solares. Las características de un módulo fotovoltaico o de una celda solar son no lineales y dependen de la radiación solar y de la temperatura a la cual trabajan. Las celdas fotovoltaicas pueden ser modeladas eléctricamente por un circuito equivalente, este circuito es mostrado en la figura 3.2, en el se tiene una fuente de corriente controlada por la irradiancia, además se tienen una resistencia shunt y una resistencia en serie en el circuito eléctrico.

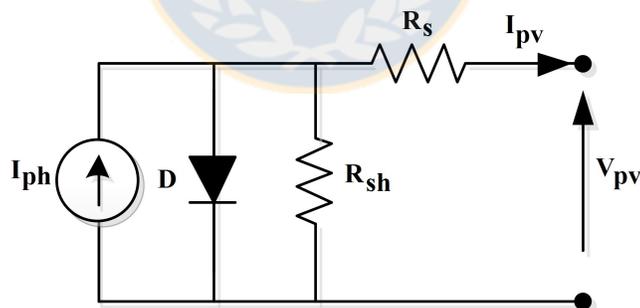


Figura 3.2: Modelo eléctrico de una celda fotovoltaica [Fuente: elaboración propia].

La ecuación (3.1) representa la corriente foto generada de una celda fotovoltaica a partir del circuito de la figura 3.2.

$$I_{PV}(V_{PV}) = I_{PH} - I_o \left[\frac{e^{q(V_{PV} + I_{PV}R_s)}}{nKT} - 1 \right] - \frac{V_{PV} + i_{PV}R_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

Donde I_{PV} es la corriente de salida de la celda fotovoltaica, la cual es función de su tensión

de salida V_{PV} . Los demás parámetros del circuito eléctrico equivalente son definidos en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Parámetros de una celda fotovoltaica.

Celda fotovoltaica		
Parámetro	Variable	Unidad
Tensión de Salida	V_{PV}	(V)
Corriente de Salida	I_{PV}	(A)
Resistencia serie	R_s	(Ω)
Resistencia shunt	R_{sh}	(Ω)
Carga eléctrica del electrón	q	$1.6 \cdot 10^{-19}(C)$
Constante de Boltzman	K	$1.38 \cdot 10^{-23}(J/K)$
Temperatura absoluta	T	(K)
Factor ideal del diodo	n	1
Corriente de saturación	I_o	$10 - 12(A/cm^2)$
Fotocorriente	I_{PH}	$35 - 40(mA/cm^2/sol)S_i$

En la figura 3.3 se muestra el sistema fotovoltaico considerado. En este sistema el inversor fuente de voltaje VSI se encarga de transformar la potencia DC del panel a potencia AC en el lado del PCC. Además en este sistema no se considera el control de la tensión del enlace DC de los paneles fotovoltaicos, de esta forma se debe asegurar la tensión mínima necesaria para que funcione el inversor. Como el sistema de generación fotovoltaico debe entregar la máxima potencia capturada por los paneles solares se debe utilizar una estrategia de control que siga el punto de máxima potencia MPP de los paneles fotovoltaicos.

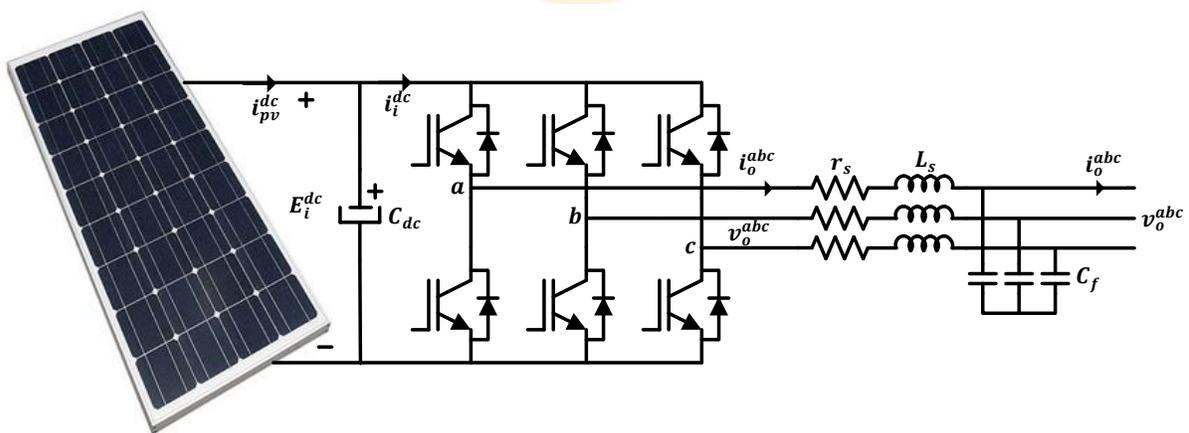


Figura 3.3: Modelo del inversor del sistema fotovoltaico de salida. Se incluye el filtro LC formado por el transformador de acoplamiento y la capacitancia del filtro del PCC [Fuente: elaboración propia].

Para maximizar la energía extraída del sistema de paneles fotovoltaico, se debe asegurar que estos funcionen alrededor de su MPP. El funcionamiento de los paneles en el MPP depende de dos factores, de la irradiación solar y de la temperatura que tengan los paneles fotovoltaicos.

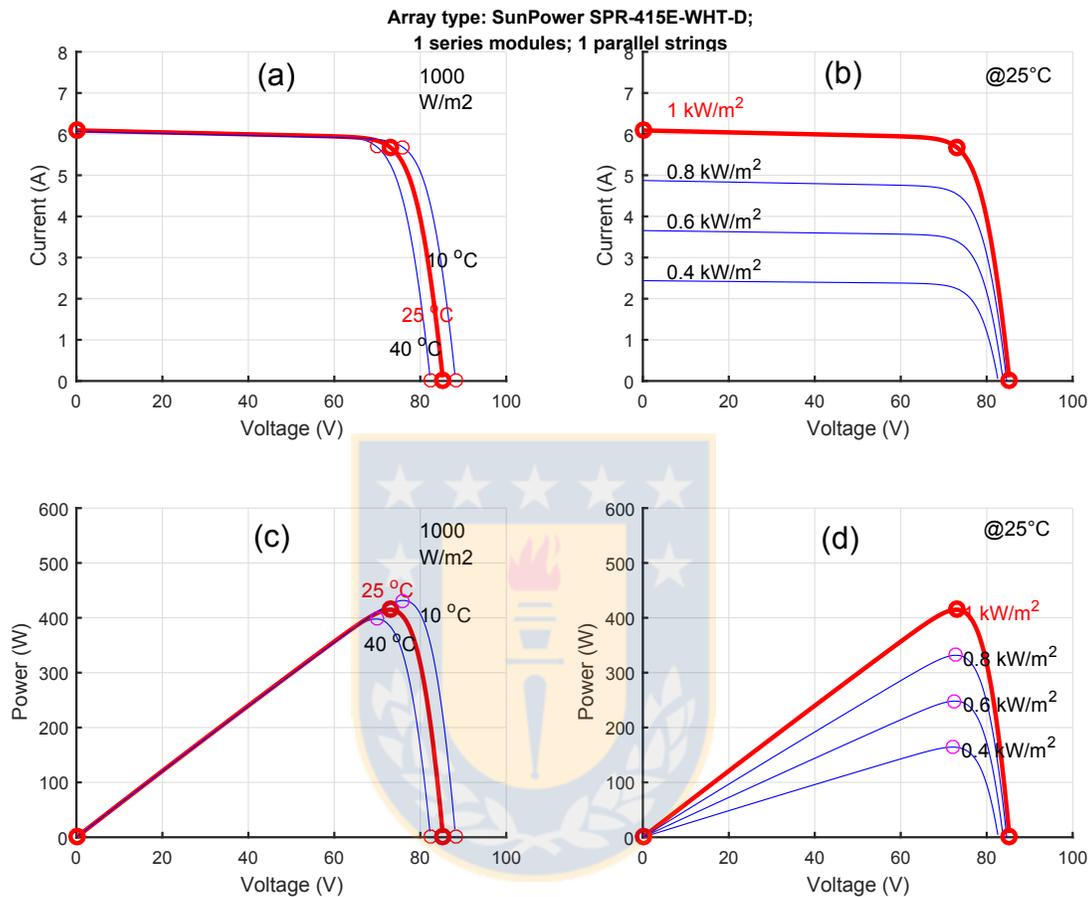


Figura 3.4: Curvas de un panel solar. (a) Curva I-V en función de la temperatura a irradiancia constante. (b) Curva I-V en función de la irradiancia a temperatura constante. (c) Curva P-V en función de la temperatura a irradiancia constante. (d) Curva P-V en función de la irradiancia a temperatura constante. [Fuente: elaboración propia].

En la figura 3.4 se muestra la curva típica de un panel fotovoltaico en esta figura el MPP es el punto de la curva corriente- tensión (I-V), donde se obtiene la máxima potencia que es posible capturar con los paneles fotovoltaicos. Para poder funcionar en este punto, se emplea un algoritmo de control o MPPT. La referencia para el control se puede obtener midiendo la radiación solar incidente en los paneles y midiendo la temperatura de estos, esta forma resulta muy costosa. Para evitar lo anterior se han propuesto diversos métodos matemáticos, que usan las mediciones de la variables eléctricas de los paneles fotovoltaicos.

Los métodos usados para poder determinar el MPPT se pueden clasificar en: métodos de alcance de punta, métodos basados en lógica difusa, métodos fraccionales y métodos basados en el uso de redes neuronales. Dentro de estos, uno de los más empleados es el método de perturbación y observación (*P&O*), que se muestra en la figura 3.5.

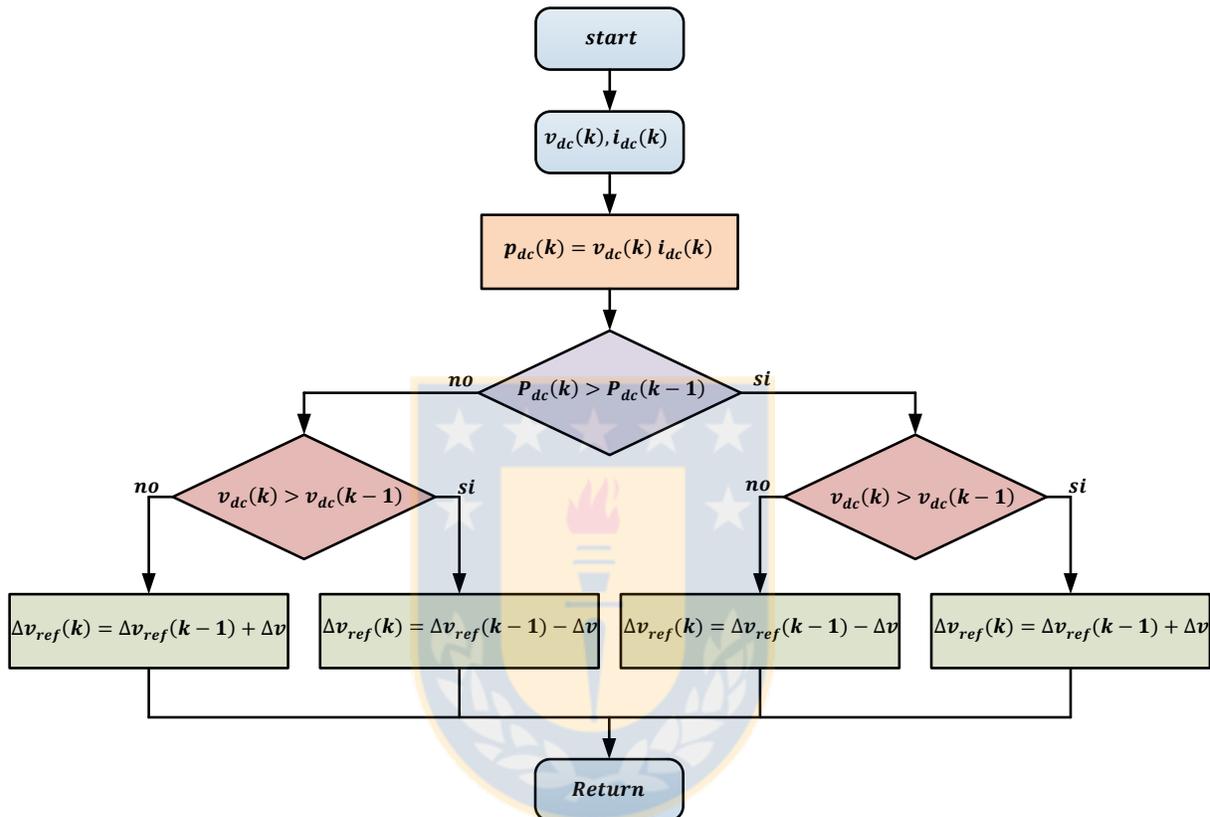


Figura 3.5: Diagrama de bloques del método de perturbación y observación [Fuente: elaboración propia].

Este método se basa en el criterio de aplicar una tensión de referencia en un instante de muestreo y ver si aumenta o disminuye la potencia que suministra el o los paneles fotovoltaicos, dependiendo del aumento o disminución de la potencia se modifica la tensión de referencia para el siguiente instante de muestreo.

3.3. Modelo del sistema eólico

El sistema eólico se supone basado en generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) con una potencia nominal base de 10 MW, sin caja multiplicadora, los parámetros base de la turbina usada en la presente tesis, se muestran en la tabla 3.2, son similares a los usados en [32], [33]. Además los PMSG se conectan a una red por medio de un convertidor back-to-back [23], de forma que estos aerogeneradores forman agrupaciones con potencias de 200 MW, 300 MW y 500 MW.

Tabla 3.2: Parámetro del PMSG y del enlace DC del back-to-back.

Parámetros PMSG & DC-Link back-to-back		
Potencia nominal	10	MW
Velocidad del rotor	7,5	rpm
Numero de pares de polos	160	polos
Tensión nominal	2	kV
Frecuencia nominal	20	Hz
Resistencia sincrónica	0.004	pu
Reactancia sincrónica	0.08	pu
Capacitor DC-link C_{dc}	10000	μF
Tensión DC-link V_{dc}	4000	V

La figura 3.6 muestra los componentes de un generador eólico. Estos componentes son los siguientes.

- Rotor eólico con ángulo de paso variable.
- Generador sincrónico de imanes permanentes.
- Convertidor back-to-back.
- Transformador de acoplamiento tipo elevador.

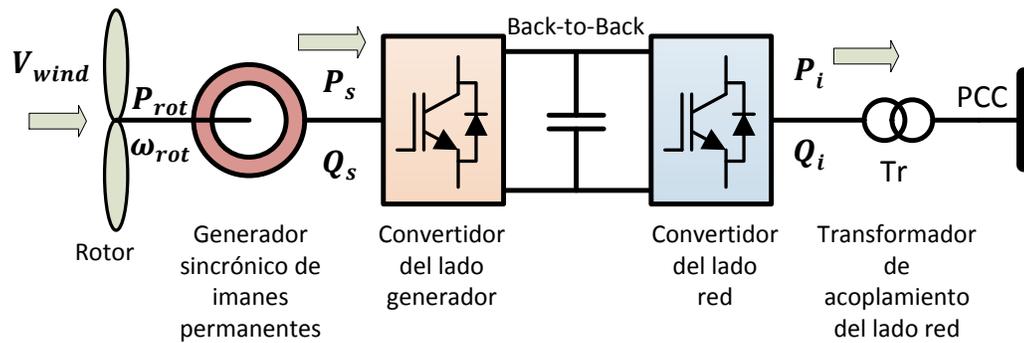


Figura 3.6: Aerogenerador basado en la máquina sincrónica de imanes permanentes conectado al PCC [Fuente: elaboración propia].

Con el fin de obtener la máxima potencia del viento es necesario utilizar alguna técnica para ajustarse a las características de potencia óptima de la turbina [21]. Como el seguimiento óptimo para proporcionar la máxima captura de energía del viento se deriva de las características de potencia-velocidad de una turbina dada se expresa mediante la siguiente ecuación.

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A C_p(\lambda, \beta) V_{wind}^3 \quad (3.2)$$

Donde los parámetros de la ecuación son los siguientes.

- P_r : Potencia mecánica capturada por el rotor del aerogenerador en (W).
- ρ : Densidad del aire que se considera constante y con un valor $1,22 \text{ kg/m}^3$.
- A : Área de barrido del rotor del aerogenerador (πr^2) que depende de la longitud de las palas usadas en (m^2).
- V_{wind} : Velocidad del viento incidente en el rotor del aerogenerador en (m/s).
- C_p : Coeficiente de potencia del rotor eólico

La ecuación (3.2) representa como la energía cinética del viento con una velocidad V_{wind} incide sobre el rotor del generador. Éste tiene un área de barrido A con sus palas y la potencia aumenta con el cubo de la velocidad del viento. El coeficiente de potencia C_p del rotor del generador eólico tiene como función capturar la mayor parte de la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica. Esta energía se encuentra disponible en el eje del rotor eólico P_r ,

Con respecto al coeficiente de potencia C_p , se tiene que este depende de la geometría de las palas, el ángulo de paso o pitch β de las palas y de λ (TSR o tip speed ratio) que es

la relación entre la velocidad tangencial en la punta del aspa y la velocidad del viento. La velocidad tangencial es el producto de la velocidad angular ω_r por el radio del aspa R de la turbina eólica. Luego el TSR se expresa como en 3.3.

$$\lambda = \frac{\omega_r R}{V_{wind}} \quad (3.3)$$

El coeficiente de potencia C_p de una turbina eólica se puede aproximar utilizando la función no lineal mostrada en la ecuación (3.4), esta ecuación es planteada en [23].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \quad (3.4)$$

Donde

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (3.5)$$

En la figura 3.7 se muestran curvas características de una turbina eólica con β fijo y diferentes velocidades de viento, la curva P_{opt} define la máxima energía capturada, y el objetivo del control es mantener la turbina eólica en esta curva para las diferentes velocidades.

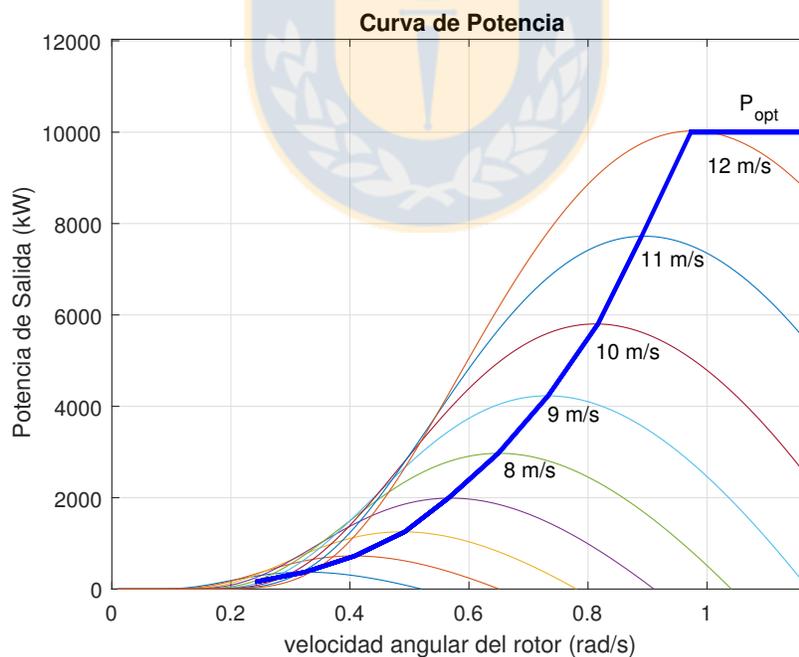


Figura 3.7: Curva de potencia óptima de un aerogenerador eólico [Fuente: elaboración propia].

La curva óptima está dada por la función no lineal descrita en la ecuación (3.6) siguiente.

$$P_{opt} = K_{opt} \omega_r^3 \quad (3.6)$$

Donde los parámetros de esta ecuación son.

P_{opt} : Potencia óptima (kW).

K_{opt} : Ganancia óptima ($kW s^3/rad^3$).

ω_r : Velocidad de rotación del aerogenerador (rad/s).

El objetivo de seguir la potencia óptima es transferir esta potencia desde el lado del generador hacia el lado del PCC.

3.3.1. Máquina sincrónica de imanes permanentes (PMSG)

El generador sincrónico de imanes permanentes (PMSG) está constituido por los siguientes elementos principales; un rotor con imanes permanentes y un estátor con un devanado trifásico o polifásico. Los imanes del rotor forman un campo magnético constante el cual no es posible de modificar, a diferencia de la máquina sincrónica tradicional en la cual modificando el valor de la corriente continua, se modifica la amplitud del campo del rotor. En la máquina sincrónica se considera que en régimen permanente, el campo del estátor y del rotor giran a la velocidad sincrónica. De esta forma se fija la frecuencia y las tensiones del generador. Si el PMSG tiene N_{pp} pares de polos, entonces la velocidad de giro del rotor se puede expresar mediante la ecuación (3.7):

$$\omega_r = \frac{2\pi f_e}{N_{pp}} \quad (3.7)$$

Donde.

ω_r : Frecuencia angular en el rotor en (rad/s).

f_e : Frecuencia eléctrica del estátor en (Hz)

N_{pp} : Número de pares de polos.

Debido al alto número de pares de polos en las máquinas actuales ($N_{pp} > 80$), es posible la eliminación de las cajas multiplicadoras de velocidad en este tipo de máquinas eléctricas. Una de las ventajas de esta situación es que se reduce el mantenimiento, se eliminan las pérdidas mecánicas de la caja multiplicadora y se eliminan las pérdidas eléctricas en el rotor, debido a que se elimina el circuito de excitación de las máquinas sincrónicas tradicionales. Como contra parte se tiene el mayor costo de los imanes y la pérdida de control sobre la amplitud del campo del rotor.

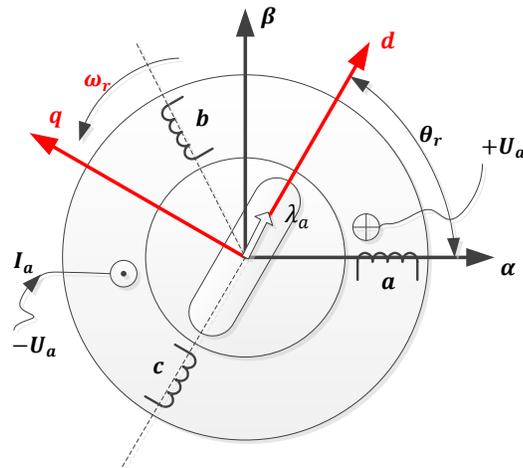


Figura 3.8: Diagrama elemental de la máquina síncrona de imanes permanentes, se muestra la fase a del estator trifásico [Fuente: elaboración propia].

En la figura 3.8 se muestra el modelo electromagnético del PMSG con una de sus fases. La ecuación trifásica por fase que relaciona las tensiones con las corrientes y los flujos magnéticos para el PMSG esta descrita en la ecuación (3.8) siguiente.

$$v_s^{abc}(t) = R_s i_s^{abc}(t) + \frac{d}{dt} \lambda_s^{abc}(t) \quad (3.8)$$

De esta expresión es posible obtener un modelo orientado en la misma dirección del vector de campo magnético del rotor. Para esto se aplica la transformación de Park a las ecuaciones de fase. Este modelo en ejes dq tiene como ventajas la simplificación del modelo de control, ya que las tensiones y corrientes en ejes dq no dependen del tiempo en estado estacionario. En ejes dq las ecuaciones del PMSG orientadas con el vector de flujo del rotor se muestran en la ecuación (3.9) y (3.10):

$$v_s^d(t) = R_s i_s^d(t) + L_s^d \frac{d}{dt} i_s^d(t) - \omega_e \lambda_s^q(t) \quad (3.9)$$

$$v_s^q(t) = R_s i_s^q(t) + L_s^q \frac{d}{dt} i_s^q(t) + \omega_e \lambda_s^d(t) \quad (3.10)$$

Donde L_s^d y L_s^q son las reactancias síncronas en eje directo y cuadratura de la máquina síncrona. La velocidad angular del estator en grados eléctricos ω_e , es la derivada con respecto al tiempo de la posición de los ejes dq y es múltiplo de la velocidad mecánica del rotor por el número de pares de polos ecuación (3.11).

$$\omega_e = N_{pp} \omega_r \quad (3.11)$$

Además los flujos concatenados en función de las inductancias y del flujo creado por los imanes permanentes del rotor λ_m , se pueden expresar como.

$$\lambda_s^d(t) = L_s^d i_s^d(t) + \lambda_m \quad (3.12)$$

$$\lambda_s^q(t) = L_s^q i_s^q(t) \quad (3.13)$$

Si en las ecuaciones (3.9) y (3.10) reemplazamos las expresiones del flujo magnético se tienen las siguientes ecuaciones en ejes dq de la tensión del estátor.

$$v_s^d(t) = R_s i_s^d(t) + L_s^d \frac{d}{dt} i_s^d(t) - \omega_e L_s^q i_s^q(t) \quad (3.14)$$

$$v_s^q(t) = R_s i_s^q(t) + L_s^q \frac{d}{dt} i_s^q(t) + \omega_e (L_s^d i_s^d(t) + \lambda_m) \quad (3.15)$$

Estas ecuaciones también se pueden expresar de forma simplificada de la siguiente forma.

$$v_s^d(t) = R_s i_s^d(t) + L_s^d \frac{d}{dt} i_s^d(t) + e_s^d(t) \quad (3.16)$$

$$v_s^q(t) = R_s i_s^q(t) + L_s^q \frac{d}{dt} i_s^q(t) + e_s^q(t) \quad (3.17)$$

Donde.

$$e_s^d(t) = -\omega_e L_s^q i_s^q(t) \quad (3.18)$$

$$e_s^q(t) = \omega_e (L_s^d i_s^d(t) + \lambda_m) \quad (3.19)$$

Son las componentes en eje directo y cuadratura de la fuerza electromotriz (fem) del generador sincrónico. A partir de estas expresiones podemos definir la potencia electromagnética, la cual es desarrollada por la máquina, en función de las componentes dq por fase rms, es mostrada en la siguiente expresión.

$$P_e(t) = 3(e_s^d(t) i_s^d(t) + e_s^q(t) i_s^q(t)) \quad (3.20)$$

Si reemplazamos los términos de la expresión de la potencia electromagnética, con las componentes de la fem del generador en ejes dq tendremos.

$$P_e(t) = 3\omega_e [\lambda_m + (L_s^d - L_s^q) i_s^d(t)] i_s^q(t) \quad (3.21)$$

Como el par se define como $T = P/\omega_r$, luego la expresión para el par electromagnético del PMSG en ejes dq viene dada por la siguiente expresión:

$$T_e(t) = 3N_{pp} [\lambda_m + (L_s^d - L_s^q) i_s^d(t)] i_s^q(t) \quad (3.22)$$

Desde el punto de vista mecánico, el PMSG se acopla a un sistema mecánico rotacional (turbina eólica) de forma que el sistema mecánico queda modelado por la siguiente expresión.

$$T_e(t) = T_m(t) + B\omega_r(t) + J\frac{d}{dt}\omega_r(t) \quad (3.23)$$

Donde.

T_m : Par mecánico aplicado al eje del generador en (Nm) .

B : Coeficiente de fricción (Ns/rad) .

J : Inercia equivalente total de la turbina y el generador en (Ns^2/rad) .

3.3.2. Convertidores VSI en configuración back-to-back

Los convertidores VSI en configuración back-to-back son mostrados en la figura 3.9. Esta configuración tiene por objetivo extraer la energía eléctrica del PMSG a través del convertidor del lado generador, luego esta energía extraída es enviada a la red-AC (lado del PCC) por medio del convertidor de salida (convertidor lado red). Para lo anterior en esta topología se necesita tener una tensión estable en el enlace de continua de la configuración VSI back-to-back, esta situación es estudiada en trabajos previos como en [9],[10]. Además en la presente tesis se han despreciado las pérdidas por conducción y de conmutación en los semiconductores con el propósito de tener un modelo simplificado para el cálculo de los controladores [34].

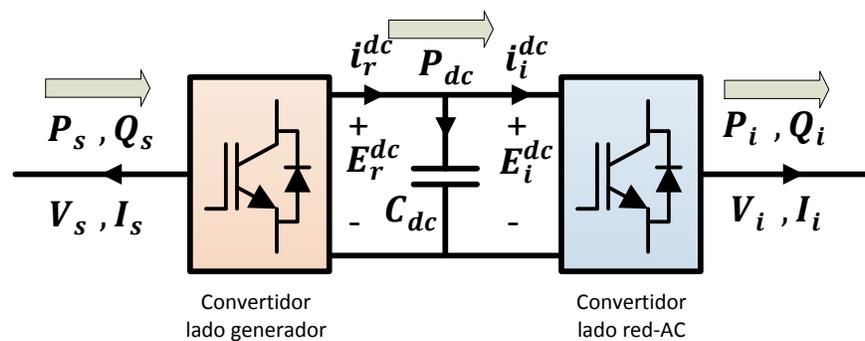


Figura 3.9: Convertidores VSI en configuración back-to-back para acoplar el PMSG a la red AC [Fuente: elaboración propia].

Con las simplificaciones mencionadas anteriormente, se pueden escribir las ecuaciones de balance de potencia para el convertidor back-to-back. La ecuación para el balance de potencia

del convertidor de entrada o lado del generador es.

$$3(v_s^d(t)i_s^d(t) + v_s^q(t)i_s^q(t)) = -E_r^{dc}i_r^{dc}(t) \quad (3.24)$$

Y la ecuación para el balance de potencia en el convertidor de salida (convertidor lado red-AC) es.

$$E_i^{dc}i_i^{dc}(t) = 3(v_i^d(t)i_i^d(t) + v_i^q(t)i_i^q(t)) \quad (3.25)$$

Además tenemos que la ecuación de balance de corrientes del enlace dc del convertidor back-to-back es.

$$C_{dc} \frac{d}{dt} E_r^{dc}(t) = i_r^{dc}(t) - i_i^{dc}(t) \quad (3.26)$$

3.3.2.1. Control de las corrientes del PMSG

El convertidor de entrada se usa para el control de la tensión dc del enlace esto se logra controlando la corriente I_s^q del PMSG, de forma de poder extraer la energía eléctrica del generador, en esta tesis se considera lo ya realizado en [9], en la figura 3.10 se muestra este convertidor.

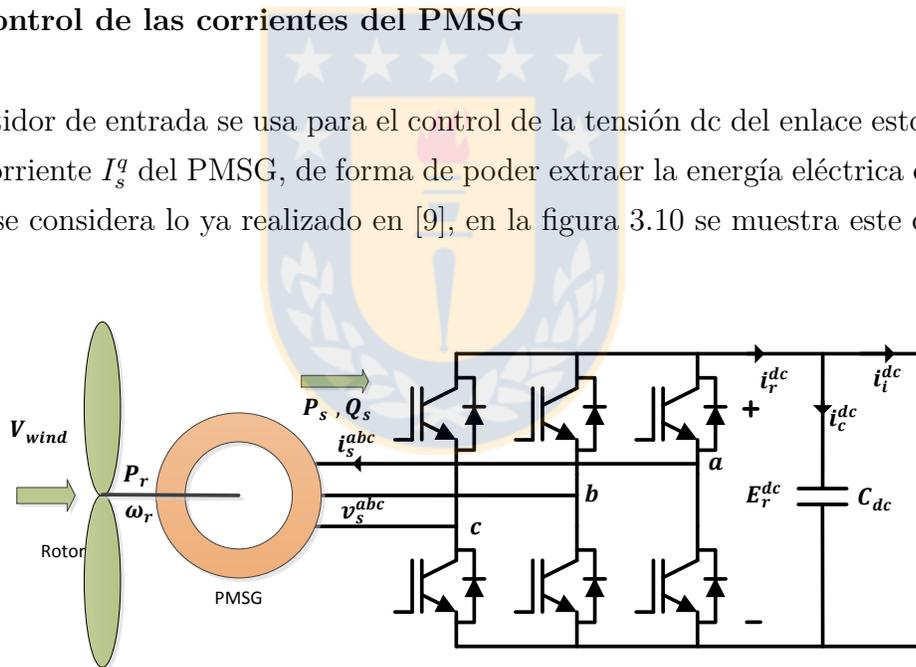


Figura 3.10: Convertidor fuente de tensión necesario para controlar el PMSG [Fuente: elaboración propia].

De la expresión del par electromagnético del PMSG (3.22), el control se realiza en ejes dq orientado con el campo magnético del rotor FOC, (Control orientado al campo). Si se mantiene en cero la referencia de corriente I_s^d , el ángulo del par se mantendrá constante y a 90° , de forma de tener la ecuación 3.27, ecuación en la que se ve que el par y por lo tanto la potencia extraída

solo depende de la corriente en cuadratura I_s^q .

$$T_m(t) = 3P\lambda_m i_s^q(t) \quad (3.27)$$

Para poder controlar las corrientes del PMSG, definimos las siguientes expresiones.

$$u_s^d(t) = v_s^d(t) + \omega_e L_s^q i_s^q(t) \quad (3.28)$$

$$u_s^q(t) = v_s^q(t) - \omega_e (L_s^d i_s^d(t) + \lambda_m) \quad (3.29)$$

Con lo cual se pueden expresar las ecuaciones (3.16) y (3.17) de la siguiente forma.

$$u_s^d(t) = R_s i_s^d(t) + L_s^d \frac{d}{dt} i_s^d(t) \quad (3.30)$$

$$u_s^q(t) = R_s i_s^q(t) + L_s^q \frac{d}{dt} i_s^q(t) \quad (3.31)$$

Estas ecuaciones representan a un sistema lineal, por lo tanto se pueden controlar con un controlador tipo PI. Aplicando la transformada de Laplace, la función de transferencia para el control de las corrientes del PMSG es la siguiente.

$$\frac{I_s^{dq}(s)}{U_s^{dq}(s)} = \frac{1/L_s^{dq}}{s + R_s/L_s^{dq}} \quad (3.32)$$

El bloque de control de corrientes corresponderá a un lazo interno, mientras que el lazo del control de tensión del enlace dc es un lazo externo. El lazo interno se debe diseñar con una respuesta más rápida que con respecto al lazo de tensión del enlace dc. En la figura 3.11 se muestra el diagrama de bloques para el control de las corrientes del PMSG.

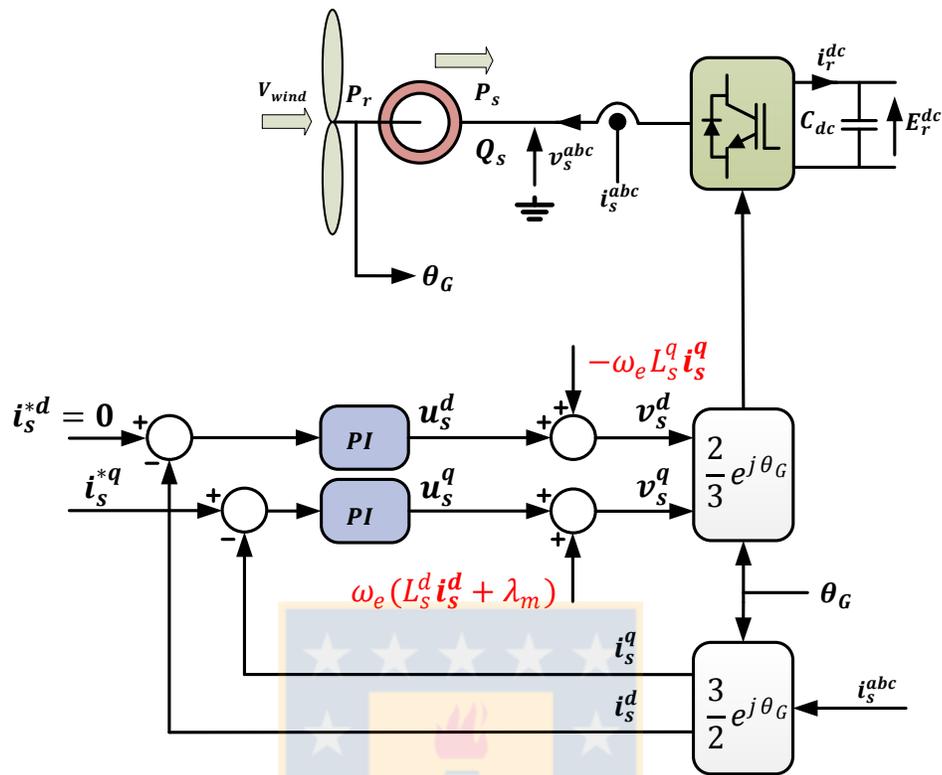


Figura 3.11: Diagrama de bloques para el control de las corrientes del PMSG [Fuente: elaboración propia].

3.3.2.2. Control de la tensión del enlace DC del VSI en configuración back-to-back

De la ecuación (3.26) correspondiente al balance de corrientes del enlace dc, se ve que la tensión del enlace dc E_r^{dc} depende de la capacitancia C_{dc} y del balance de las corrientes de entrada y salida. La ecuación (3.26) se puede expresar en términos de la potencia del enlace dc, de forma de tener la siguiente ecuación.

$$C_{dc} E_r^{dc} \frac{d}{dt} E_r^{dc}(t) = E_r^{dc} i_r^{dc}(t) - E_r^{dc} i_i^{dc}(t) \quad (3.33)$$

Si recordamos la ecuación de balance de potencia del convertidor de entrada, ecuación (3.24) en donde despreciamos las pérdidas del convertidor, podemos reemplazar esta potencia en la ecuación (3.33).

$$C_{dc} E_r^{dc} \frac{d}{dt} E_r^{dc}(t) = -3(v_s^d(t) i_s^d(t) + v_s^q(t) i_s^q(t)) - E_r^{dc} i_i^{dc}(t) \quad (3.34)$$

Si aplicamos la linealización basada en la energía almacenada en el capacitor del enlace

DC y además aplicamos las siguientes consideraciones; El sistema se encuentra correctamente orientado y controlando las corrientes en ejes dq con $I_s^d = 0$. Consideramos la potencia de salida del inversor que está conectado a la red AC como $P_i(t) = E_r^{dc} i_i^{dc}(t)$, luego la ecuación queda de la siguiente forma.

$$\frac{1}{2} C_{dc} \frac{d}{dt} (E_r^{dc}(t))^2 = -3v_s^q(t) i_s^q(t) - P_i(t) \quad (3.35)$$

De la ecuación anterior podemos definir la siguiente expresión.

$$u_r^{dc}(t) = \frac{1}{2} C_{dc} \frac{d}{dt} (E_r^{dc}(t))^2 \quad (3.36)$$

La ecuación (3.36) muestra que podemos controlar la tensión mediante un controlador PI, en donde la función de transferencia de este lazo se muestra en la figura 3.12.

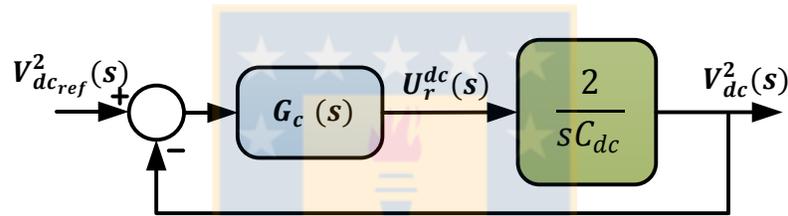


Figura 3.12: Diagrama de bloques del lazo de control de la tensión DC [Fuente: elaboración propia].

En la figura 3.13 se muestra el diagrama de bloques para el control del PMSG, en donde se ven los lazos internos para el control de las corrientes del generador sincrónico y un lazo externo para el control de la tensión DC.

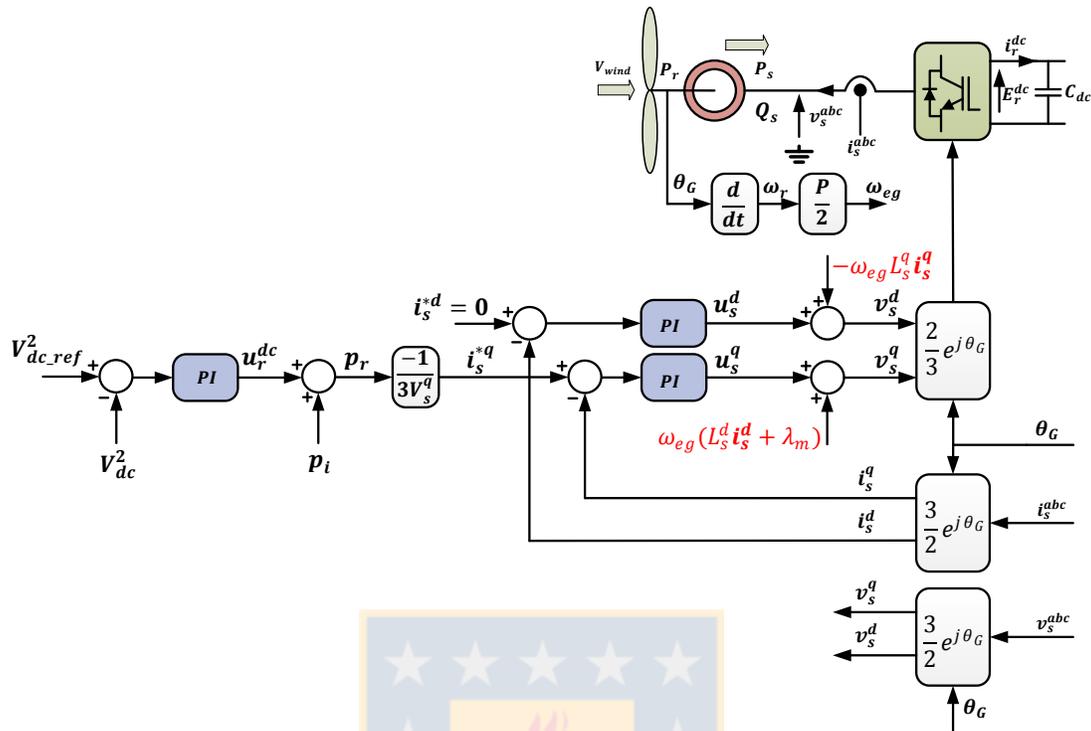


Figura 3.13: Diagramas de bloques para el control del PMSG [Fuente: elaboración propia].

3.3.3. Control de la velocidad del rotor del aerogenerador

Con el propósito de limitar la velocidad del aerogenerador si la potencia capturada por el rotor eólico aumenta, se actúa modificando el ángulo de paso del aerogenerador, de forma de reducir la potencia capturada y manteniendo la velocidad rotacional constante. Además debe actuar maximizando la potencia capturada cuando la velocidad del rotor eólico es menor que la velocidad máxima [23].

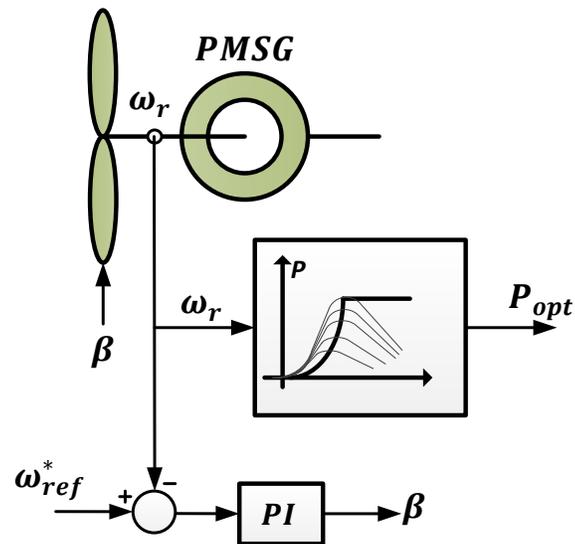


Figura 3.14: Control de velocidad del PMSG [Fuente: elaboración propia].

Manteniendo la máxima velocidad capturada en la turbina se tiene la máxima potencia de salida (P_{opt}), esta potencia optima servirá como referencia en el sistema para ser transferida al PCC de la red AC de los inversores. En la figura 3.14 se muestra el esquema de control de velocidad del PMSG. Con la medición de la velocidad del rotor y basados en sus curvas características se obtienen la referencia de potencia que el sistema transferirá al PCC de la red AC.

3.4. Control del convertor de salida del sistema fotovoltaico y eólico

Para modelar el sistema de salida, ya sea del sistema eólico como del sistema fotovoltaico, consideramos que la tensión de los enlaces dc está controlada o se mantiene estable. En el sistema de salida de cada unidad inversora hay conectado a un filtro LC, el que se forma con la inductancia de acoplamiento del transformador y la capacitancia del filtro que se encuentra en la red AC del lado del PCC [9],[35], en la figura 3.15 se muestra el esquema del sistema. El transformador utilizado se supone elevador con el propósito de reducir las pérdidas y este tiene una relación de 2/30 kV, además se considera que su modelo desprecia la impedancia de la rama magnetizante.

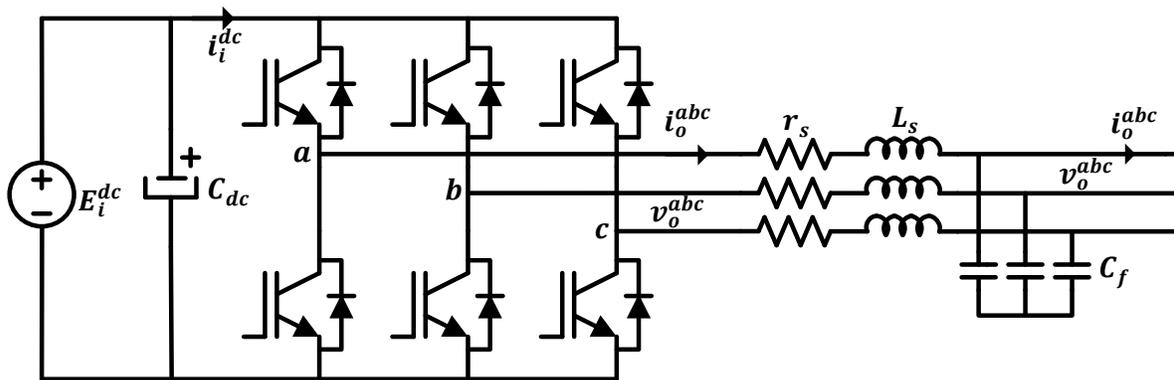


Figura 3.15: Modelo del inversor de salida y con el filtro LC formado por el transformador de acoplamiento y la capacitancia del filtro [Fuente: elaboración propia].

3.4.1. Control de las corriente del conversor de salida

Al plantear las ecuaciones del conversor de salida que se muestra en la figura 3.15 en los ejes abc, se obtienen las siguientes expresiones.

$$v_i^{abc}(t) = r_s i_i^{abc}(t) + L_s \frac{d}{dt} i_i^{abc}(t) + v_o^{abc}(t) \quad (3.37)$$

$$i_i^{abc}(t) = C_f \frac{d}{dt} v_o^{abc}(t) + i_o^{abc}(t) \quad (3.38)$$

Donde v_i^{abc} es la tensión de salida del inversor, v_o^{abc} es la tensión a la salida del filtro LC, i_i^{abc} es la corriente de línea en la salida del inversor e i_o^{abc} es la corriente hacia la carga. Los parámetros que componen las ecuaciones anteriores son los siguientes.

L_s : Inductancia serie del transformador de acoplamiento en (H).

r_s : Resistencia serie del transformador de acoplamiento en (Ω).

C_f : Capacitancia del filtro en (F).

R_c : Resistencia en paralelo con el capacitor de filtro en (Ω).

Si se plantean las ecuaciones (3.38) y (3.37) en un eje sincrónico dq. Lo anterior considerando las transformaciones dadas en el Anexo A, se obtienen las siguientes ecuaciones.

$$v_i^d(t) = r_s i_i^d(t) + L_s \frac{d}{dt} i_i^d(t) - L_s \omega_e i_i^q(t) + v_o^d(t) \quad (3.39)$$

$$v_i^q(t) = r_s i_i^q(t) + L_s \frac{d}{dt} i_i^q(t) + L_s \omega_e i_i^d(t) + v_o^q(t) \quad (3.40)$$

$$i_i^d(t) = C_f \frac{d}{dt} v_o^d(t) - C_f \omega_e v_o^q(t) + i_o^d(t) \quad (3.41)$$

$$i_i^q(t) = C_f \frac{d}{dt} v_o^q(t) + C_f \omega_e v_o^d(t) + i_o^q(t) \quad (3.42)$$

Si el sistema anterior se encuentra en sincronismo con la tensión de la red v_o , entonces se tiene que la tensión en el eje q es cero $v_o^q = 0$ y además tenemos que la frecuencia del sistema es la frecuencia de la red ($\omega = \omega_e$), luego las ecuaciones quedan como.

$$v_i^d(t) = r_s i_i^d(t) + L_s \frac{d}{dt} i_i^d(t) - L_s \omega_e i_i^q(t) + v_o^d(t) \quad (3.43)$$

$$v_i^q(t) = r_s i_i^q(t) + L_s \frac{d}{dt} i_i^q(t) + L_s \omega_e i_i^d(t) \quad (3.44)$$

$$i_i^d(t) = C_f \frac{d}{dt} v_o^d(t) + i_o^d(t) \quad (3.45)$$

$$i_i^q(t) = C_f \omega_e v_o^d(t) + i_o^q(t) \quad (3.46)$$

De las ecuaciones anteriores se observa que las variables controlables del sistema son i_i^d, i_i^q , y v_o^d . Se observa de la ecuación (3.45) que es posible controlar la tensión v_o^d por medio del control de i_i^d , también se observa que de la ecuación (3.46) se puede controlar la frecuencia ω_e por medio de la variable i_i^q . Esto es lo contrario a lo normalmente utilizado en los sistema eléctricos de potencia, en donde la potencia activa es usada para el control de la frecuencia y la potencia reactiva para el control de la tensión, en este caso dada las características del modelo se tiene un acoplamiento entre la potencia activa y la tensión v_o^d y entre la potencia reactiva y la frecuencia ω_e del sistema.

De las ecuaciones (3.43) y (3.44) se pueden plantear las ecuaciones en función de las variables de salida del convertidor que son v_i^d y v_i^q , en el dominio de Laplace se tienen las siguientes ecuaciones.

$$V_i^d(s) = sL_s I_i^d(s) + r_s I_i^d(s) - \omega_e L_s I_i^q(s) + V_o^d(s) \quad (3.47)$$

$$V_i^q(s) = sL_s I_i^q(s) + r_s I_i^q(s) + \omega_e L_s I_i^d(s) \quad (3.48)$$

De las ecuaciones anteriores las variables a controlar son I_i^d e I_i^q , si se definen U_i^d y U_i^q como la salida de los controladores.

$$U_i^d(s) = sL_s I_i^d(s) + r_s I_i^d(s) \quad (3.49)$$

$$U_i^q(s) = sL_s I_i^q(s) + r_s I_i^q(s) \quad (3.50)$$

La función de transferencia de los lazos de control de corriente en los ejes dq es la siguiente.

$$\boxed{\frac{I_i^{dq}(s)}{U_i^{dq}(s)} = \frac{1}{sL_s + r_s}} \quad (3.51)$$

En la Figura 3.16 se muestra el diagrama de bloques del lazo de control de las corrientes en ejes dq. Además en este lazo de control se considera el retardo introducido en el cálculo de la señal PWM que en este caso es una modulación por ancho de pulso con vectores espaciales (SVPWM).

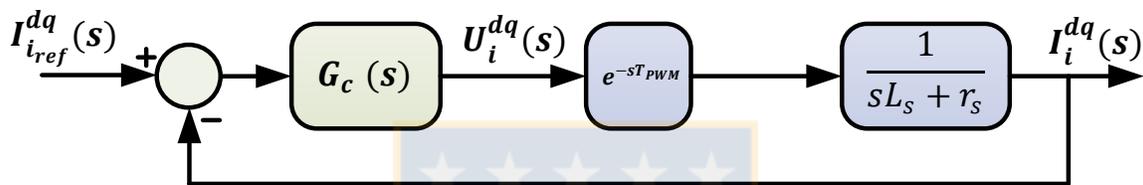


Figura 3.16: Lazo de control de las corrientes en ejes dq [Fuente: elaboración propia].

De lo anterior se tiene que las ecuaciones para el control de las corrientes en los ejes dq con sus respectivos términos de compensación son.

$$V_i^d(s) = L_s U_i^d(s) - \omega_e L_s I_i^q(s) + V_o^d(s) \quad (3.52)$$

$$V_i^q(s) = U_i^q(s) + \omega_e L_s I_i^d(s) \quad (3.53)$$

3.4.2. Control de la tensión en la red AC

De la ecuación (3.47) se observa que el control de la tensión se puede realizar por medio de la variable i_i^d . Reescribiendo la ecuación en términos de la transformada de Laplace se tiene la siguiente expresión.

$$I_i^d(s) = sC_f V_o^d(s) + I_o^d(s) \quad (3.54)$$

Si despreciamos la medición de I_o^d dado que de forma práctica esta variable no estaría disponible para el sistema de control. Entonces se tiene la siguiente expresión.

$$I_i^d(s) = sC_f V_o^d(s) \quad (3.55)$$

Entonces obtendremos la función de transferencia para controlar la tensión en el eje d, esta se muestra en la siguiente expresión.

$$\boxed{\frac{V_o^d(s)}{I_i^d(s)} = \frac{1}{sC_f}} \quad (3.56)$$

En la Figura 3.17 se muestra el diagrama de bloques para el control de la tensión en el eje d.

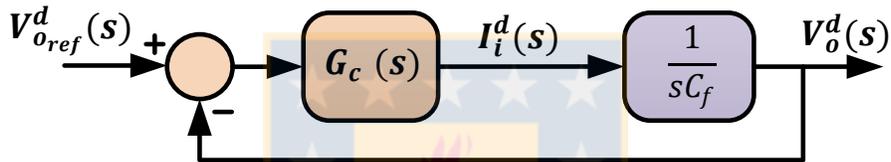


Figura 3.17: Diagrama de bloques del Control en el eje d de la tensión. [Fuente: elaboración propia]

3.4.3. Control de la frecuencia en la red AC

Dado que la frecuencia es una variable que se debe mantener dentro de los valores establecidos por la normas eléctricas, es necesario mantener este parámetro bajo control. Se observa de la ecuación (3.46) que es posible controlar la frecuencia por medio de la corriente i_i^q . Reescribiendo esta ecuación en términos de la transformada de Laplace se tiene la siguiente ecuación.

$$I_i^q(s) = \omega_e C_f V_o^d(s) + I_o^q(s) \quad (3.57)$$

Si despreciamos la medición de I_o^q dado que esta variable no estaría disponible para el sistema de control. Luego se tiene la siguiente ecuación.

$$I_i^q(s) = \omega_e C_f V_o^d(s) \quad (3.58)$$

De la ecuación (3.58) se obtiene la función de transferencia para el lazo de control de frecuencia.

$$\frac{\omega_e(s)}{I_i^q(s)} = \frac{1}{C_f} \frac{1}{V_o^d(s)} \quad (3.59)$$

De la función de transferencia (3.59) se observa que solo es necesario un control proporcional para controlar la frecuencia, siempre y cuando se mida la corriente I_o^q . En la figura 3.18 se muestra el diagrama de control para el lazo de frecuencia, en el caso que la pre-alimentación de I_o^q no sea posible es necesario que el controlador sea del tipo PI para que la frecuencia sea la correcta.

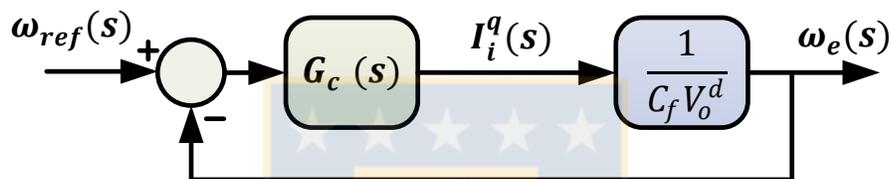


Figura 3.18: Diagrama de bloques para el lazo de control de frecuencia. [Fuente: elaboración propia]

3.4.4. Esquema del sistema de control por unidad

De las ecuaciones anteriores se puede ver que la topología determina que la corriente en el eje d controla la tensión y que la corriente en el eje q controla la frecuencia. En la Figura 3.19 se muestra el diagrama de control general que incluye los lazos internos de control de las corrientes i_i^d e i_i^q y los lazos externos de control de tensión y frecuencia, además en cada lazo se muestran los términos de compensación, en estos lazos de control se observa la retroalimentación de i_o^d e i_o^q que es la corriente que consume la carga, esto con el fin de mejorar la respuesta dinámica de los lazos de control de tensión y frecuencia, en forma real esta medición se encuentra alejada de las unidades inversoras luego se debe considerar que el envío de información es por medio de un bus de comunicaciones, este bus de comunicaciones presenta un retardo el cual influye en la respuesta del sistema, si bien algunos trabajos como en [36],[37] estiman estos valores por medio de mediciones locales de las corrientes y tensiones, también es posible obviarlos con la consiguiente degradación en la respuesta de los lazos de control de tensión y frecuencia [21].

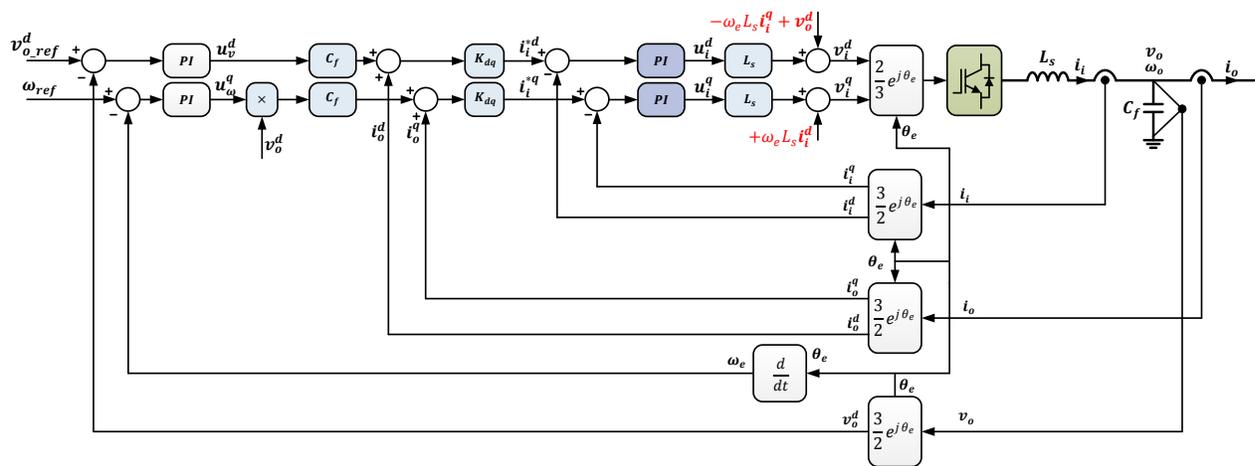


Figura 3.19: Esquema del sistema con los lazos de control de tensión y frecuencia en cada turbina eólica [Fuente: elaboración propia].

3.5. Sistema de transmisión en HVDC

Para poder comprender la estrategia de control a utilizar en los inversores DC/AC primero es necesario revisar el tipo de enlace HVDC a utilizar. En este caso el sistema HVDC emplea en la entrada un rectificador no controlado AC/DC de diodos y en la salida un convertidor bidireccional DC/AC, este último se encarga de mantener controlada la tensión del enlace HVDC. En la figura 3.20 se representa un enlace monopolar o un polo de un enlace bipolar. En este esquema la transmisión de energía es unidireccional, con esta alternativa se logran reducir las pérdidas y se simplifica el control según [9],[11].

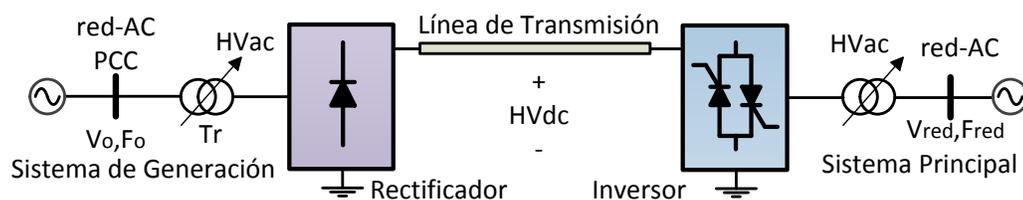


Figura 3.20: Diagrama esquemático simple del enlace HVDC [Fuente: elaboración propia].

El convertidor controlado del enlace de HVDC actúa controlando la tensión del enlace de continua HVDC de forma de mantener estable la tensión. Al no disponer de un control sobre

el rectificador, ya que es un rectificador de diodos, deben ser los inversores de la red-AC los encargados de controlar la amplitud de la tensión y la frecuencia de la red-AC. Para lograr este doble control se utiliza un lazo de control externo que fija la potencia activa y reactiva, además de un segundo lazo que actúa recibiendo las corrientes como referencia y genera las tensiones para los inversores.

3.5.1. Rectificador no controlado de 18 pulsos

La figura 3.21 muestra el rectificador no controlado de 18 pulsos.

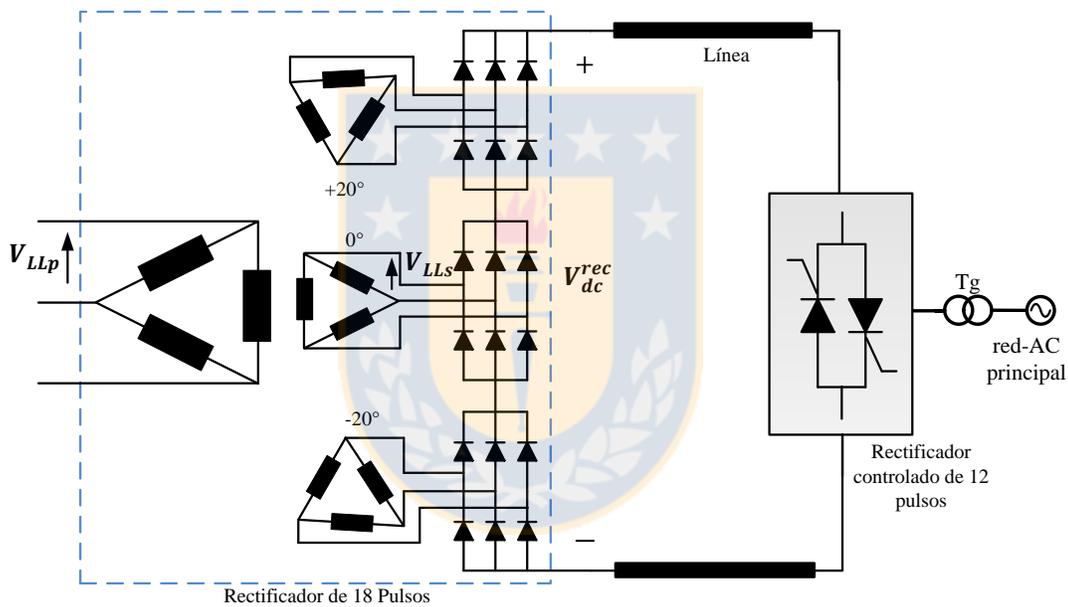


Figura 3.21: Rectificador trifásico de 18 pulsos [Fuente: elaboración propia].

Como la tensión media de salida de un rectificador polifásico compuesto de N módulos de 6 pulsos está dada por la ecuación 3.60.

$$V_{dc}^{rec} = \frac{3\sqrt{6}N}{\pi} \left(\frac{V_{Frms}}{a} \right) - \frac{3N}{\pi} \omega L_T I_{dc} \quad (3.60)$$

Para el caso del rectificador de 18 pulsos $N = 3$, $a = \frac{V_{LLp}}{V_{LLs}}$ es la razón de transformación de tensiones y V_{Frms} es la tensión eficaz por fase del primario. El rectificador se puede representar por un modelo en DC simple, el cual es mostrado en la figura 3.22 (a). En este circuito se representan las resistencias de la línea $R_{Línea}$, la resistencia del rectificador R_r y del inversor R_i .

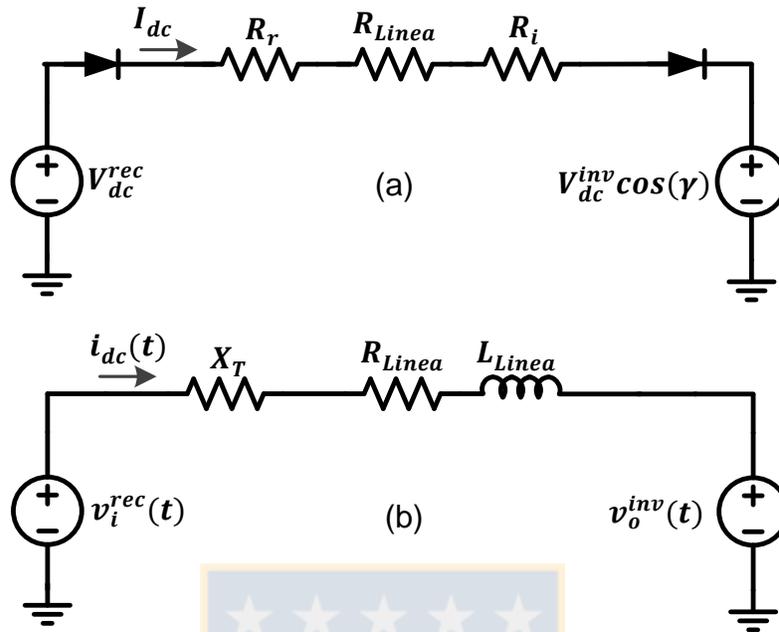


Figura 3.22: Circuito equivalente simple del enlace HVDC [Fuente: elaboración propia].

Como la potencia en el lado rectificador es.

$$P_{dc}^{rec} = V_{dc}^{rec} I_{dc} \quad (3.61)$$

Mientras que en el lado inversor podemos expresarla como

$$P_{dc}^{inv} = V_{dc}^{inv} I_{dc} \cos(\gamma) = P_{dc}^{rec} - R_{total} I_{dc} \quad (3.62)$$

Se observa que si la tensión media V_{dc}^{inv} del HVDC se mantiene controlada por el inversor, la transferencia de potencia se puede realizar controlando la corriente I_{dc} que circula desde el rectificador al inversor. Esta corriente está dada por.

$$I_{dc} = \frac{V_{dc}^{rec} - V_{dc}^{inv} \cos(\gamma)}{R_r + R_{linea} + R_i} \quad (3.63)$$

La transferencia de potencia se logra controlando la amplitud de la tensión de la red-AC en el PCC, esto sin la necesidad del uso de ajustes en el transformador (taps) del rectificador. Como la tensión media de salida del rectificador de 18 pulsos está dada por la ecuación (3.60). Si definimos $K_V = \frac{3\sqrt{6}N}{\pi a}$ Tendremos que la corriente por el HVDC esta dada por.

$$I_{dc} = \frac{K_V V_{Frms} - V_{dc}^{inv} \cos(\gamma)}{R_r + R_{linea} + R_i} \quad (3.64)$$

Al introducir una variación en la tensión del primario del transformador, podemos variar la corriente del enlace HVDC.

$$I_{dc} = \frac{K_V (V_{Frms} + \Delta V) - V_{dc}^{inv} \cos(\gamma)}{R_r + R_{linea} + R_i} \quad (3.65)$$

Como la tensión del enlace HVDC está controlada por el inversor, supondremos que ésta tensión no cambia ($E_{DC} = V_{dc}^{inv} \cos(\gamma)$). Luego tendremos que existirá transferencia de potencia desde el rectificador al inversor cuando la corriente sea positiva, esto se cumplirá cuando $\Delta V > (V_{Frms} - \frac{E_{DC}}{K_V})$. Como la potencia a transferir depende del ΔV , este debe ser lo suficientemente grande para compensar las caídas en los elementos resistivos del circuito HVDC, sea $R_{dc} = R_r + R_{linea} + R_i$. De la potencia que queremos enviar por el sistema HVDC, calculamos la corriente del enlace, $I_{dc} = \frac{P_{dc}}{V_{dc}}$, luego podemos determinar el ΔV necesario.

$$\Delta V = \frac{E_{dc} + I_{dc} R_{dc}}{K_V} - V_{Frms} \quad (3.66)$$

Del punto de vista dinámico del sistema de transmisión en HVDC, se considera la reactancia de la línea y la reactancia de dispersión del transformador del rectificador, en este modelo se ha despreciado la capacitancia de la línea HVDC, en la figura 3.22 (b) se muestra el modelo considerado.

Como $X_T = \frac{3N}{\pi} \omega L_T$ luego se tiene que la ecuación de balance es la siguiente.

$$v_i^{rec}(t) = (L_{linea} + \frac{3N}{\pi} L_T) \frac{di_i}{dt}(t) + (R_{rec} + R_{linea} + R_{inv}) i_i(t) + v_o^{inv}(t) \quad (3.67)$$

Donde $v_i^{rec}(t)$ es la tensión de salida del rectificador, $v_o^{inv}(t)$ es la tensión controlada del conversor AC/DC en este caso es E_{dc} e $i_i(t)$ es la corriente del enlace HVDC.

De la ecuación anterior se tiene que la corriente que circula por el HVDC en el dominio de Laplace esta dada por.

$$I_i(s) = \frac{V_i^{rec}(s) - V_o^{inv}(s)}{s(L_{linea} + \frac{3N}{\pi} L_T) + (R_{rec} + R_{linea} + R_{inv})} \quad (3.68)$$

La potencia que absorbe el inversor del HVDC será $P_o^{inv} = E_{DC} I_i(s)$, reemplazando se tiene.

$$P_o^{inv}(s) = \frac{E_{DC} \Delta V_r}{s(L_{linea} + \frac{3N}{\pi} L_T) + (R_{rec} + R_{linea} + R_{inv})} \quad (3.69)$$

Desde el lado del PCC la variación de tensión ΔV_r se puede reemplazar por $\frac{3\sqrt{6}N\Delta V}{\pi a}$, luego tenemos que la función de transferencia para poder controlar el flujo de potencia por el enlace HVDC desde el lado del PCC es.

$$\boxed{\frac{P_o^{inv}(s)}{\Delta V} = \frac{\frac{3\sqrt{6}N}{\pi a} E_{DC}}{s(L_{linea} + \frac{3N}{\pi} L_T) + (R_{rec} + R_{linea} + R_{inv})}} \quad (3.70)$$

3.6. Control con curvas de estatismo variable

Como en la práctica es necesario que varios inversores funcionen en paralelo conectados a la red-AC en el PCC, un control basado en el uso de curvas de estatismo puede resultar adecuado para poder transferir y distribuir la potencia activa y reactiva respectivamente entre las unidades de generación y el PCC de la red-AC, varios trabajos han analizado las ventajas del control por estatismo [31],[38],[39]. Una alternativa es implementar las curvas de estatismo en cada unidad, con el fin que sus salidas sean las referencias de los controladores tipo PI del control de la tensión y la frecuencia, estos actuarían como controladores primarios en el sistema, estos controladores se emplearían como se utilizan habitualmente en sistemas eléctricos de potencia, que es con el fin que las unidades compartan carga, como en este caso las ecuaciones que se plantean enlazan la potencia activa con la tensión en eje directo y la potencia reactiva con la frecuencia, se tiene un sistema con estatismo inverso o sea con características del tipo $(P - V)$ y $(Q - f)$.

Como el control con estatismo es un tipo de control distribuido, se podrían evitar los problemas de los lazos de comunicación del control centralizado, dejando solamente el envío de información para los controladores de niveles superiores como puede ser un control de la potencia reactiva del sistema. En la Figura 3.23 se muestran las curvas de estatismo variable $(P - V)$ y $(Q - f)$ que se plantea usar. A partir de estas curvas se obtiene la referencia de tensión y frecuencia para el control, a partir de los valores de P y Q cálculos en cada inversor.

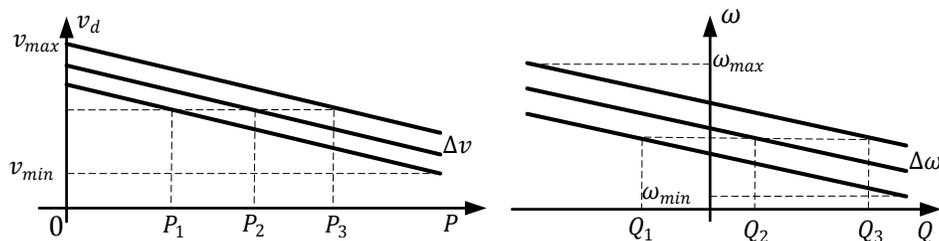


Figura 3.23: Curva de estatismo $(P - V)$ y $(Q - f)$ variables [Fuente: elaboración propia].

Las señales de potencia activa P y reactiva Q se pasan por un filtro pasa bajos, esto con el fin de desacoplar el control con las curvas de estatismo de los demás lazos de control, el filtro que se emplea habitualmente en el control con el estatismo tradicional es un filtro pasa bajos de primer orden el cual es mostrado en la ecuación (3.71).

$$G(s) = \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (3.71)$$

Este filtro tiene como proposito evitar que el control droop interfiera con los sistemas de control de tensión y corriente. El desacoplo se logra utilizando un ancho de banda del control droop de 1/10 del ancho de banda del control de tension. Por lo tanto si el lazo externo de tensión tiene un ancho de banda entre 20 Hz - 100 Hz, entonces el filtro del droop tiene una frecuencia de corte de 2 Hz- 10Hz [40].

Para la transferencia de potencia desde el PCC al sistema de transmisión HVDC, en caso de utilizar un rectificador no controlado la tensión del PCC debe aumentar/disminuir de forma de aumentar/disminuir la potencia activa transmitida, luego la curva ($P - V$) funciona ajustándose a los requerimientos de potencia mediante un ΔV que desplaza la curva ($P - V$), esto se muestra en la ecuación (3.72).

$$v_{dref} = -mP_f + V_{do} + \Delta V \quad (3.72)$$

En la Figura 3.24 se muestra la curva ($P - V$) variable. Inicialmente el inversor se encuentra en A suministrando una potencia activa P_1 , posteriormente se aplica un ΔV_1 a la curva de forma que el inversor pasa a suministrar una potencia mayor P_2 , si se aplica ahora un ΔV_2 el inversor pasara a suministrar la potencia P_3 .

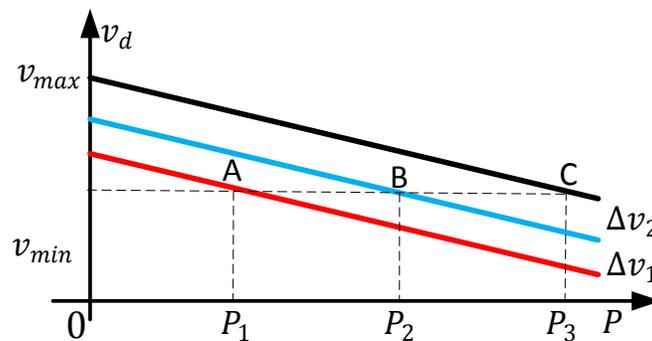


Figura 3.24: Curva de estatismo ($P - V$) variable [Fuente: elaboración propia].

Con respecto a la potencia reactiva, esta puede ser modificada desplazando la curva $(Q - f)$ mediante un $\Delta\omega$, esto se muestra en la ecuación (3.73) .

$$\omega_{ref} = mQ_f + \omega_o + \Delta\omega \quad (3.73)$$

Si todas las unidades tuvieran las mismas características de potencia y operación sería factible que las curvas $(Q - f)$ fuesen iguales de forma de repartirse la potencia reactiva en partes iguales. En caso contrario una alternativa sería utilizar un control en un nivel superior (con comunicación entre unidades inversoras) de forma de conocer la potencia reactiva total y tomar acciones con respecto a la potencia reactiva que se quiere que tome cada inversor.

En la Figura 3.25 se muestra la curva $(Q - f)$ variable para uno de los VSI, en este caso si el inversor se encuentra en A tendrá una potencia reactiva capacitiva Q_1 , al aumentar la frecuencia un $\Delta\omega_1$, desplazamos la curva $(Q - f)$, de modo que la potencia reactiva capacitiva aumenta en el inversor (punto B), si se sigue aumentando un $\Delta\omega_2$ nuevamente desplazamos la curva y el inversor para al punto C aumentando aún más su potencia reactiva capacitiva.

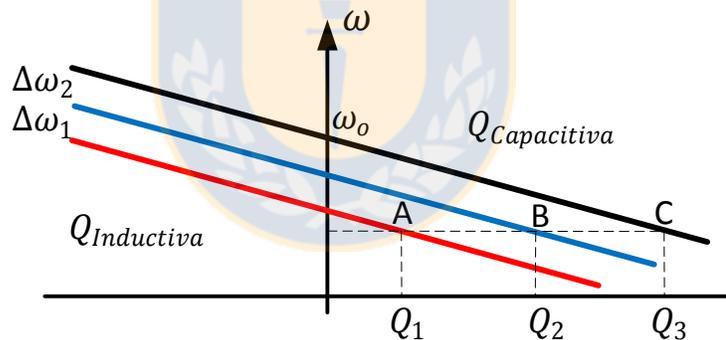


Figura 3.25: Curva de estadismo $(Q - f)$ variable [Fuente: elaboración propia].

En esta tesis se usa curvas $(Q - f)$ con pendiente fija y sin desplazamiento de la recta en frecuencia. Como caso particular se prueba el caso con una curva $(Q - f)$ distinta en uno de los VSI's, esto con el propósito de repartirse la potencia reactiva entre los VSI's. En la figura 3.26 se muestra la curva $(Q - f)$ utilizada.

$$\omega_{refi} = \omega_{emax} - m_i Q_i \quad (3.74)$$

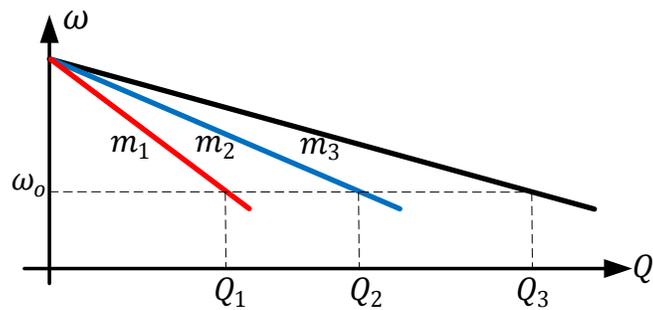


Figura 3.26: Curvas de estatismo ($Q - f$) fijas en cada uno de los inversores [Fuente: elaboración propia].

Ya sea en un sistema fotovoltaico o eólico, se desea transferir la máxima potencia. Luego se puede usar la salida de los algoritmos de MPPT para modificar los ΔV de las curvas de estatismo, un esquema de control de este tipo lo vemos en la figura 3.27.

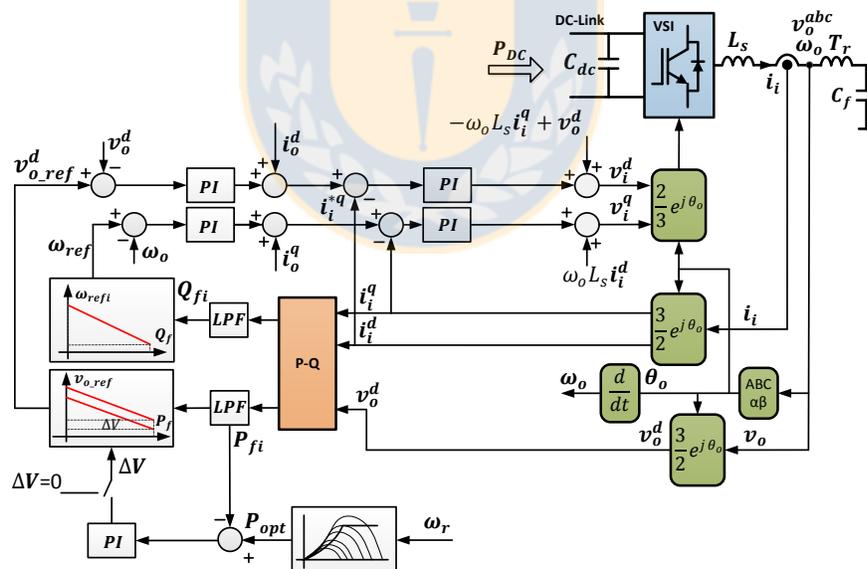


Figura 3.27: Esquema de control con las curvas de estatismo en cada unidad [Fuente: elaboración propia].

En este caso un controlador PI (ecuación 3.75) es el encargado de desplazar la recta del estatismo ($P - V$), mediante la modificación del ΔV y así transferir la potencia óptima a la

red.

$$\Delta V_i = k_{pP}(P_{opti} - P_{fi}) + k_{iP} \int (P_{opt} - P_{fi}) dt \quad (3.75)$$

3.7. Resumen

En este capítulo se presentaron las diversas etapas que modelan el sistema de generación fotovoltaico-eólico y el medio de transmisión seleccionado. Como alternativa para el control de la potencia activa que suministra cada inversor, se propone el uso de curvas de estatismo variable ($P - V$), dado que si el sistema HVDC usa rectificadores no controlados, la única forma de transferir potencia a través del sistema HVDC, es variando la amplitud máxima de la tensión del PCC siempre y cuando la tensión del HVDC sea controlada en el otro extremo de la línea ya sea por un rectificador bidireccional LCC o mediante un rectificador de frente activo, de forma de poder transferir la potencia activa desde el PCC de la red que forman los inversores a otra red AC a través del enlace en HVDC. También se considera el uso de curvas ($Q - f$) con el fin de repartirse la potencia reactiva del sistema.

4. Sistema Experimental

4.1. Introducción

Este capítulo describe el sistema experimental, el hardware implementado para las tareas de medición y control de los inversores. El sistema se basa en el uso de tres inversores trifásicos, un sistema de control compuesto de una tarjeta con un procesador de señales digitales (DSP) DSK6713 con conexión USB, cuyo principal componente es el DSP TMS320C6713 de Texas Instruments con capacidad de realizar operaciones en punto flotante y una tarjeta interfaz basada en un arreglo de puertas de campos programables (FPGA) A3P400-PQG208 de Actel conectada directamente a la tarjeta DSK por medio del puerto de expansión. En la tarjeta interfaz se implementan las tareas de acondicionamiento de señales para la conversión A/D de las señales que provienen de los sensores de tensión y corriente, además cuenta con protecciones programables y se generan los pulsos PWM para los convertidores. Las mediciones de corrientes y tensiones se realiza con transductores de efecto Hall ubicados en una tarjeta de medición de corrientes y en una tarjeta de medición de tensiones. Mayores detalles de los circuitos implementados se pueden encontrar en el Anexo D de la presente tesis.

4.2. Sistema experimental

El esquema del sistema experimental es mostrado en la figura 4.1. Este sistema esta compuesto de los siguientes elementos, un emulador fotovoltaico Magna-Power de 2.6 kW, tres inversores de 2 kW con un filtro inductivo L, dos transformadores trifásicos T_{r12} alimentados de la red por medio de un autotransformador trifásico para ajustar los niveles de tensión de los enlaces DC de los inversores. El sistema de control compuesto de una tarjeta DSP 6713 que se encargan de realizar los cálculos para el control del sistema, la tarjeta acondicionadora o tarjeta de interfaz de señales basada en una FPGA de Actel cuyo objetivo es adquirir los valores de tensión y corriente del sistema y generar los pulsos del inversor. La tarjeta DSP se comunica a través de un Host Port Interface (HPI) con un computador de forma de transferir datos al software MATLAB para que luego sean graficadas.

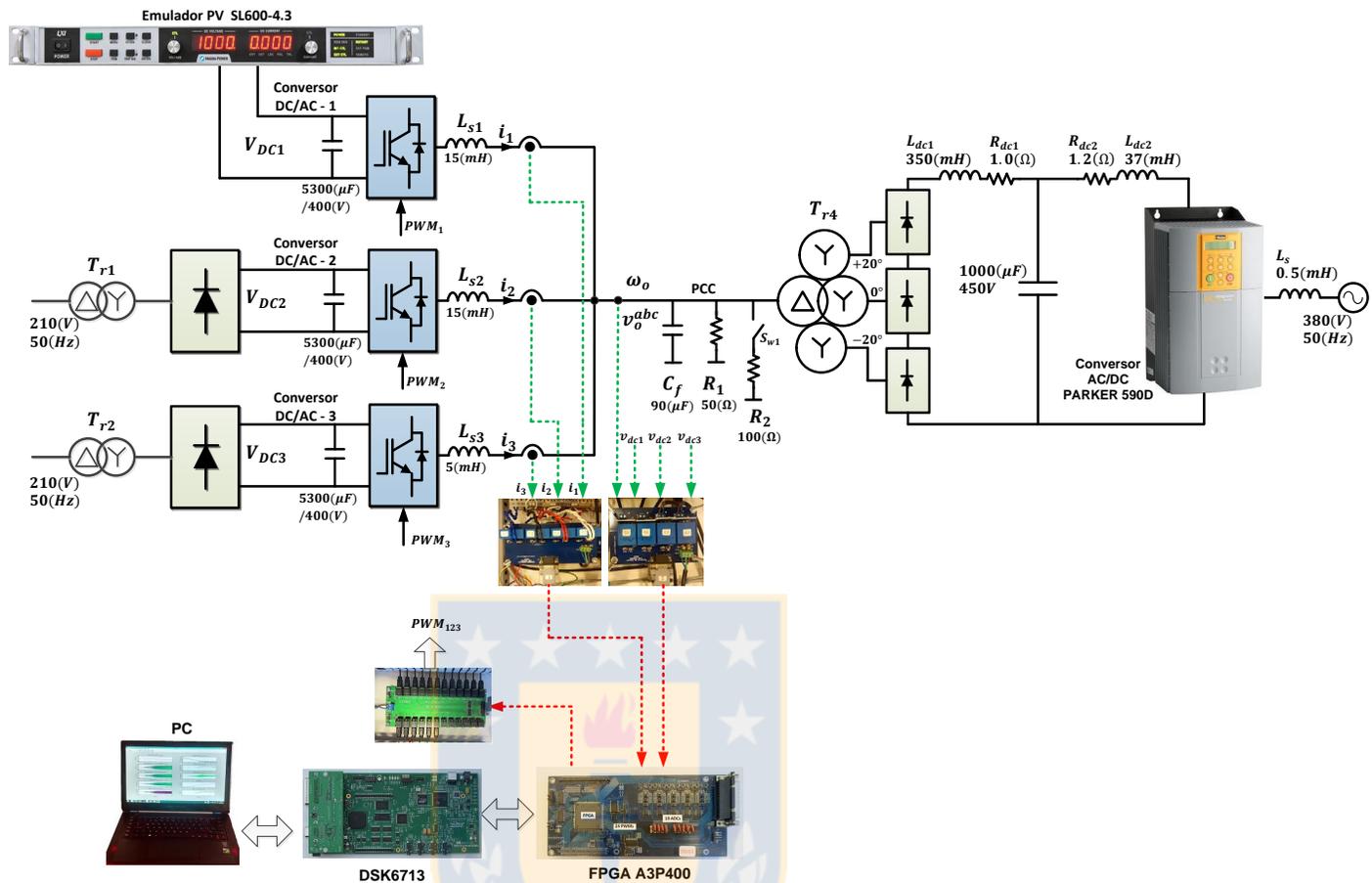


Figura 4.1: Esquema del sistema experimental implementado [Fuente: elaboración propia].

Para el control del sistema experimental se implementó un rutina de control programa en C. este programa genera una interrupción por hardware del PWM cada $200 \mu s$, la que produce una frecuencia de conmutación de 5 kHz en cada inversor. El programa anterior realiza las siguientes funciones:

- Lee las variables del sistema, tensiones de los enlaces DC de los inversores, tensiones de línea de la red AC y las corrientes de salida de cada inversor.
- Protecciones por software de tensiones y corrientes.
- Control de salidas discretas para el control de relés externos.
- Realiza las transformaciones de tensiones y corrientes a ejes dq.
- Calcula la salida de los controladores de corriente de los inversores.
- Calcula la salida de los controladores de tensión y frecuencia en los inversores.

- Calcula los tiempos para la modulación SVM de los inversores.

Los tiempos calculados son procesados por la tarjeta de interfaz y control, la cual genera los pulsos de PWM para cada uno de los inversores. A continuación se detalla cada uno de los componente implementados y usados en el sistema experimental.

4.2.1. Inversor trifásico

El inversor trifásico implementado se muestra en la figura 4.2. Este inversor está formado por IGBTs HGTTG30N60B3D de 600 V / 60 A, con encapsulado TO-247, además tiene una etapa rectificadora compuesta de un puente rectificador trifásico de 1200 V / 20 A y un filtro capacitivo de $5300 \mu F / 400 V$, la potencia nominal del inversor es de 2 kW. En la salida trifásica de los inversores se tiene un filtro que utiliza inductancias de 10 mH en dos de los inversores y 5 mH en el tercer inversor. Lo anterior con el propósito de emular la conexión de inversores con distinta potencia.

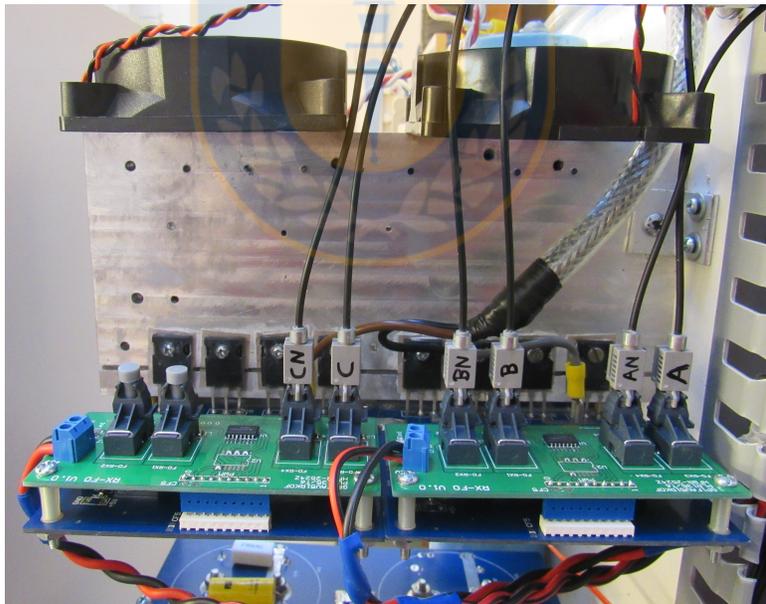


Figura 4.2: Inversor trifásico de 2 KVA [Fuente: elaboración propia].

4.2.2. Tarjeta DSK C6713

La tarjeta DSK6713 es una plataforma de desarrollo fabricada por Spectrum Digital, está basada en el procesador DSP TMS320C6713 de Texas Instruments. El procesador DSP posee

un hardware y un juego de instrucciones que lo hacen ideal para operaciones numéricas en punto flotante a una muy alta velocidad, lo que es muy útil para el procesamiento de señales en tiempo real. Algunas de las principales características son:

- Opera con una frecuencia de reloj programable de hasta 225 MHz.
- Puede ejecutar hasta 1800 MIPS (millones de instrucciones por segundo).
- Puede realizar hasta 1350 MFLOPs (millones de operaciones en punto flotante).
- Posee un conector de expansión de periféricos y un conector de expansión de memoria.
- Posee un puerto HPI (Host Port Interface), para incluir una tarjeta de comunicaciones por USB y transferir datos a Matlab.
- Conexión USB (para intervenir online posibles instrucciones desde el Host PC).
- Conexión JTAG para programación y transferencia de datos.

En la figura 4.3 se muestra la tarjeta DSK6713 y en la figura 4.4 se muestra un diagrama de la estructura interna de la tarjeta DSK6713.



Figura 4.3: Tarjeta DSK C6713 basada en el DSP de Texas Instruments TMS320C6713
[Fuente: www.educationaldsp.com].

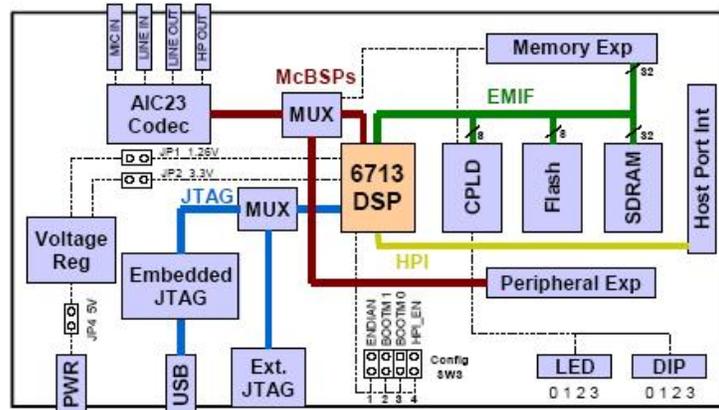


Figura 4.4: Diagrama con la distribución de los principales elementos de la tarjeta DSK6713 [Fuente: www.educationaldsp.com].

Para programar esta tarjeta Texas Instruments provee de un software de programación denominado Code Composer Studio, con este software se programa la tarjeta DSP mediante lenguaje C o C++.

4.2.3. Tarjeta HPI interfaz PC-DSP

La tarjeta de interfaz HPI fabricada por Educational DSP se utiliza para lograr la comunicación con el Host PC y cargar el programa en la DSP, mediante el uso de la tarjeta HPI y una interfaz gráfica en MATLAB se pueden leer y/o escribir en tiempo real en las variables globales programadas en la DSP, en la figura 4.5 se muestra la tarjeta HPI utilizada y en la figura 4.6 se muestra un diagrama de su estructura.

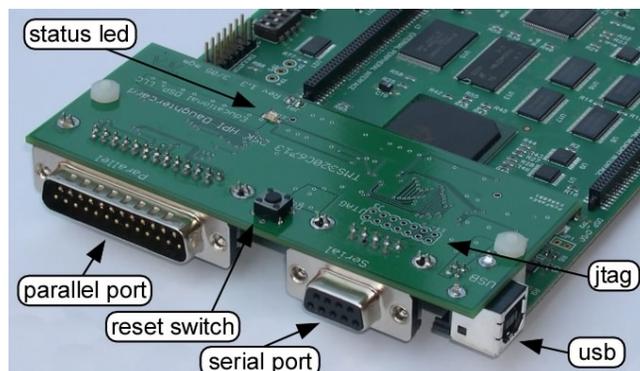


Figura 4.5: Tarjeta HPI (Host Port Interface) [Fuente: www.educationaldsp.com].

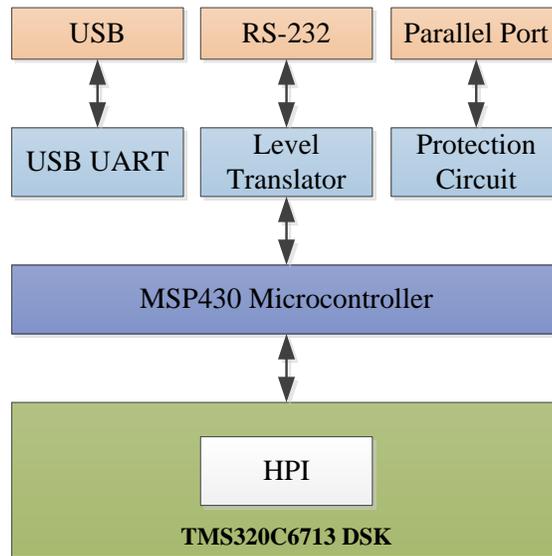


Figura 4.6: Diagrama de bloques de la tarjeta interfaz HPI [Fuente: www.educationaldsp.com].

4.2.4. Tarjeta de interfaz y control basada en FPGA

Esta tarjeta interfaz se muestra en la figura 4.7, esta cumple las funciones de conversión A/D, protección, salidas y entradas discretas y generación de pulsos PWM para los inversores trifásicos. Se conecta al DSP a través de los conectores del puerto de expansión de periféricos y de memoria de la tarjeta DSK6713. Esta tarjeta tiene como unidad principal a una FPGA re-programable ProASIC A3P400-PQG208 de Actel, la tarjeta de interfaz tiene las siguientes características:

- 24 salidas digitales para PWM.
- 30 entradas/salidas digitales para propósito general.
- 10 Canales de conversión A/D de 12 bits.
- 4 Canales de conversión D/A de 12 bits.
- Protecciones programables para los 10 canales A/D mediante el ajuste de potenciómetros digitales de 8 bits.
- Reloj de 50 MHz.

- Watchdog timer (interno en FPGA)

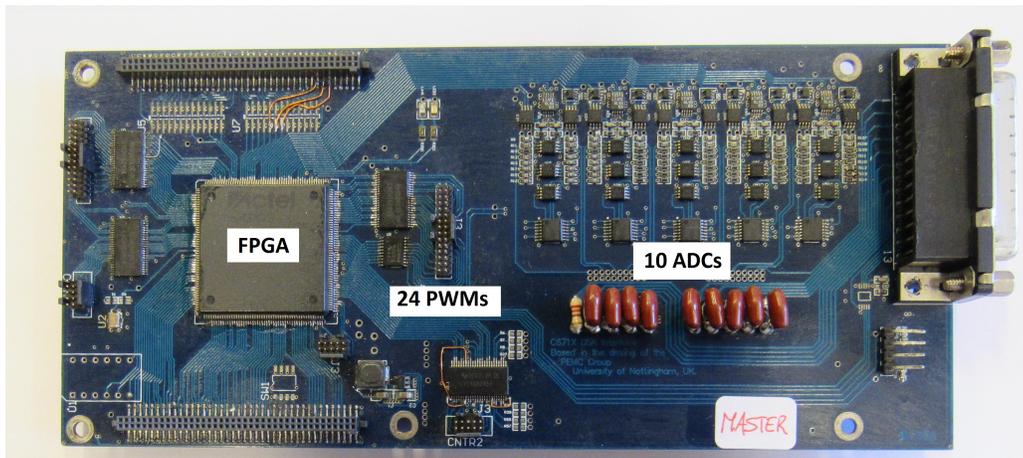


Figura 4.7: Tarjeta Controladora basada en FPGA [Fuente: elaboración propia].

Los registros utilizados para la lectura y escritura de datos en la FPGA se encuentran en el Anexo B.

4.2.5. Tarjetas de mediciones de tensión y corriente

Esta tarjeta incorpora transductores de tensión de efecto Hall modelo LV25P fabricados por LEM. Estos transductores son alimentados con tensiones de ± 12 V y tienen un máximo recomendado de medición de hasta 500 V. La medición se realiza a través de una resistencia primaria de $47\text{ k}\Omega$ que condiciona la corriente nominal por el primario hasta 10 mA. El transductor tiene una razón de transformación de 2500:1000. La medición se establece a través de una resistencia de precisión en el secundario con un rango de $100\ \Omega$ a $300\ \Omega$, tomando en cuenta que la corriente nominal por el secundario máxima es de unos 25 mA. El sensor LV25P y su circuito de conexión se muestra en la figura 4.8.

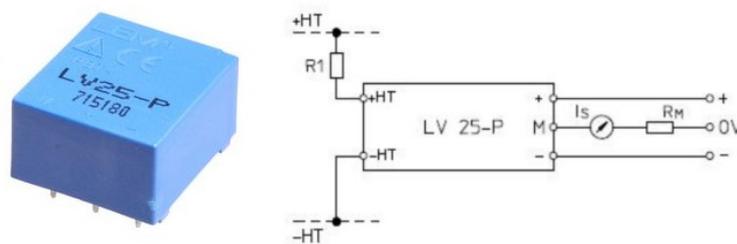


Figura 4.8: Sensor de tensión LV25P y su esquema de conexión [Fuente: www.lem.com].

Estos sensores se agrupan en una tarjeta de medición de tensión, la cual esta compuesta de cuatros sensores LV25P, en la figura 4.9 se muestra una de las tarjetas implementadas para la medición de las tensión de los enlaces de DC de cada inversor y de las tensión de linea del sistema.



Figura 4.9: Tarjeta de medición de tensiones formada por los LV25P [Fuente: elaboración propia].

Las tarjetas de medición de corrientes utilizan el transductor de efecto Hall modelo LA25-P/SP1 fabricados por LEM. Al igual que los transductores de tensión estos son alimentados con una tensión de ± 12 V. Se utiliza la configuración con razón de transformación de 1:2000, por lo que se pueden medir hasta 50 A en el primario, resultando una corriente de 25 mA por el secundario. El sensor LA55-P/SP1 y su circuito de conexión se muestra en la figura 4.10.



Figura 4.10: Sensor de Corriente LA55-P/SP1 y su esquema de conexión [Fuente: www.lem.com].

La figura 4.11 muestra la tarjeta implementada con cuatro sensores de corriente LA55-P/SP1.

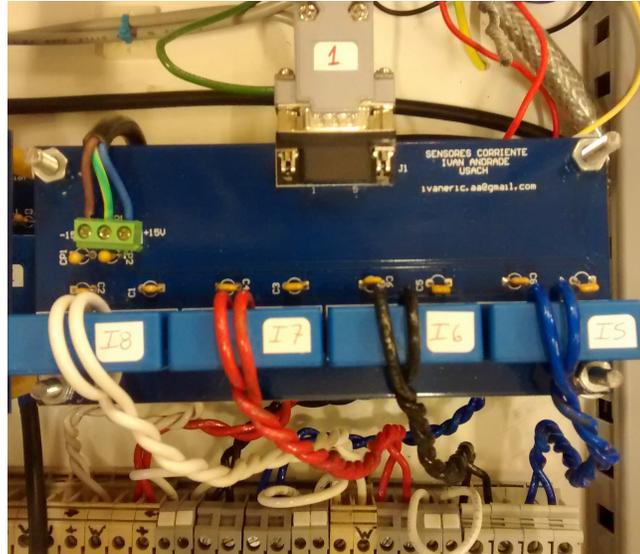


Figura 4.11: Tarjeta de medición de corrientes con sensores LEM LA55P/SP1 [Fuente: elaboración propia].

4.2.6. Tarjetas de transmisores y receptores de PWM

Estas tarjetas tienen por función aislar la tarjeta controladora que genera las señales de PWMs de los inversores trifásicos, el transmisor está compuesto de módulos transmisores de fibra óptica modelo PLT133/T6A de Everlight Electronics que funcionan en $660nm$ de longitud de onda y la tarjeta receptora utiliza los módulos HFBR-2524 de Avago Technologies. En la figura 4.12 se muestra la tarjeta transmisora y receptora implementadas.

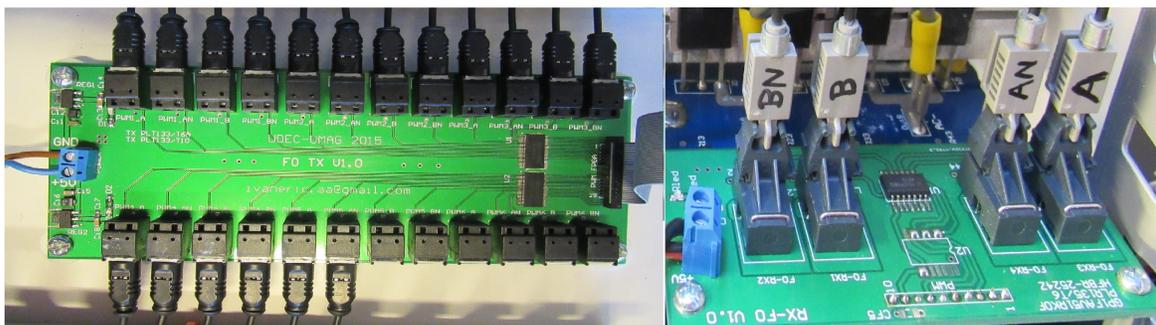


Figura 4.12: Transmisores en fibra óptica (FO) y Receptor de FO en uno de los inversores [Fuente: elaboración propia].

4.2.7. Conversor AC/DC regenerativo Parker 590D

Con el propósito de emular una red HVDC y transferir la energía producida en los tres inversores, se utiliza un sistema formado por un rectificador de 18 pulsos y el conversor AC/DC Parker 590D con capacidad de regeneración de energía hacia la red AC que lo alimenta. Este conversor se alimenta de una red trifásica de 380 V y 50 Hz, está compuesto principalmente por dos puentes trifásicos de tiristores en anti-paralelo, por lo que funciona en los cuatro cuadrantes. Tiene incorporado lazos de control de velocidad, que puede realizarse por medio de control de tensión de armadura y corriente de armadura, las características del conversor se muestran en la tabla 4.1 y en la figura 4.13 se muestra el conversor.

Tabla 4.1: Características del conversor AC/DC bidireccional Parker 590D.

Parker 590D AC/DC		
Potencia nominal	7	kW
Tensión AC de alimentación	220-500	V
Máxima corriente AC	32	A
Máxima tensión DC de salida	600	V
Máxima corriente DC de salida	32	A



Figura 4.13: Conversor AC/DC Parker 590D [Fuente: www.parker.com].

Por medio de un lazo de control la tensión DC de salida del conversor AC/DC se ajusto para una tensión controlada en 200 VDC, con una corriente máxima de 20 A.

4.2.8. Emulador fotovoltaico (PV) Magna-Power SL600

El equipo electrónico Magna Power serie SL es un emulador fotovoltaico de 2.6kW, que utiliza dispositivos IGBT para reducir el tamaño y aumentar el rendimiento. Este equipo tiene una alta frecuencia de PWM de forma que ofrece una respuesta transitoria rápida y una baja ondulación de salida lo que lo hace ideal para probar estrategias de control de MPPT. Además este emulador es programable ya que cuenta con un multiprocesador con control integrado [41] de manera que se pueden programar diferentes tipos de curvas o perfiles de irradiación y temperatura. Estas curvas se puede programar mediante funciones de control accesibles ya sea a través del panel frontal, conector RS232, IEEE-488 o mediante comunicaciones vía ethernet. Este equipo también incluye el software para la interfaz remota que puede ser modificada bajo funcionamiento desde un computador o un servidor remoto, por medio de comandos se pueden modificar los valores de las curvas, supervisar los registros del emulador y graficar las curvas de I-V y P-V del PV emulado, además de cambiar en tiempo real mediante saltos entre las diferentes curvas de forma de emular las distintas condiciones que pueden tener el panel solar.

Tabla 4.2: Características del emulador PV Magna-Power SL600.

Magna Power SL600-4.3/380HS		
Potencia nominal	2.6	kW
Tensión AC de alimentación	342-418 3 Φ	Vac
Frecuencia AC de alimentación	50-400	Hz
Tensión DC de salida	0 - 600	V
Corriente DC de salida	0 - 4.3	A
Potencia DC de salida	0 - 2.6	kW



Figura 4.14: Emulador fotovoltaico Magna-Power de 2.6 kW [Fuente: www.magna-power.com].

En la figura 4.15 se muestra el sistema experimental implementado con los elementos descritos anteriormente.

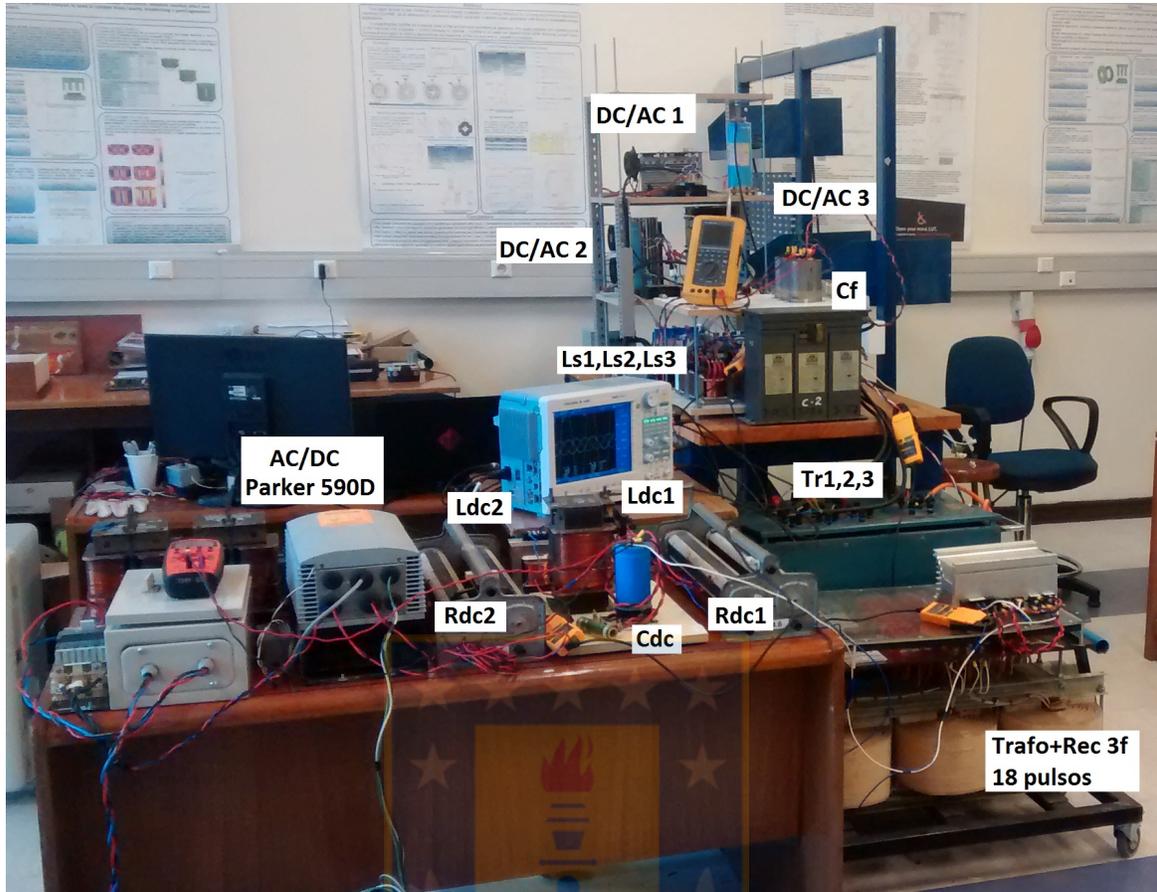


Figura 4.15: Sistema experimental [Fuente: elaboración propia].

5. Simulación y resultados experimentales

5.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de simulación y los resultados experimentales. Para comprobar la estrategia de control en alta tensión se utiliza el software de simulación MATLAB-Simulink, en este entorno se implementaron los diagramas de potencia y control, las rutinas de control fueron programadas mediante lenguaje C e implementadas mediante funciones que son llamadas desde el entorno Simulink. Los resultados experimentales se han obtenido utilizando la configuración de la figura 4.1 y las formas de onda se representan ya sea en MATLAB o extraídas directamente de un osciloscopio.

5.2. Resultados de simulación

Las simulaciones se realizan de forma independiente para el sistema solar y eólico. El sistema fotovoltaico es mostrado en la figura 5.1 y el sistema eólico es mostrado en la figura 5.2, en este último sistema se considera que la tensión de los enlaces DC de los aerogeneradores ya esta controlada, de manera que solo se tiene una fuente de tensión para simplificar la simulación.

En ambas configuraciones se tiene un arreglo de tres sistemas inversores con potencias nominales de 200 MVA, 300 MVA y 500 MVA. Estos sistemas se conectan por medio de transformadores, con tensiones de 0.69/30 kV a una frecuencia de 50 Hz, estos sistemas simulan la conexión de sistema fotovoltaicos/eólicos funcionando en paralelo y conectados a un PCC formando una red-AC. El condensador de filtro de la red-AC es calculado de forma de suministrar la potencia reactiva necesaria para mantener la estabilidad del sistema, además se cuentan con filtros para los armónicos 17-19-35-37 que se producen por el uso de un rectificador de 18 pulsos del sistema HVDC, además se considera una línea de 300 km con una tensión en el sistema HVDC de 400 kV. Además supone que los dispositivos electrónicos de potencia son ideales y sin tiempos muertos. Los principales parámetros de los elementos utilizados en la simulación se

muestran en la Tabla 5.1.

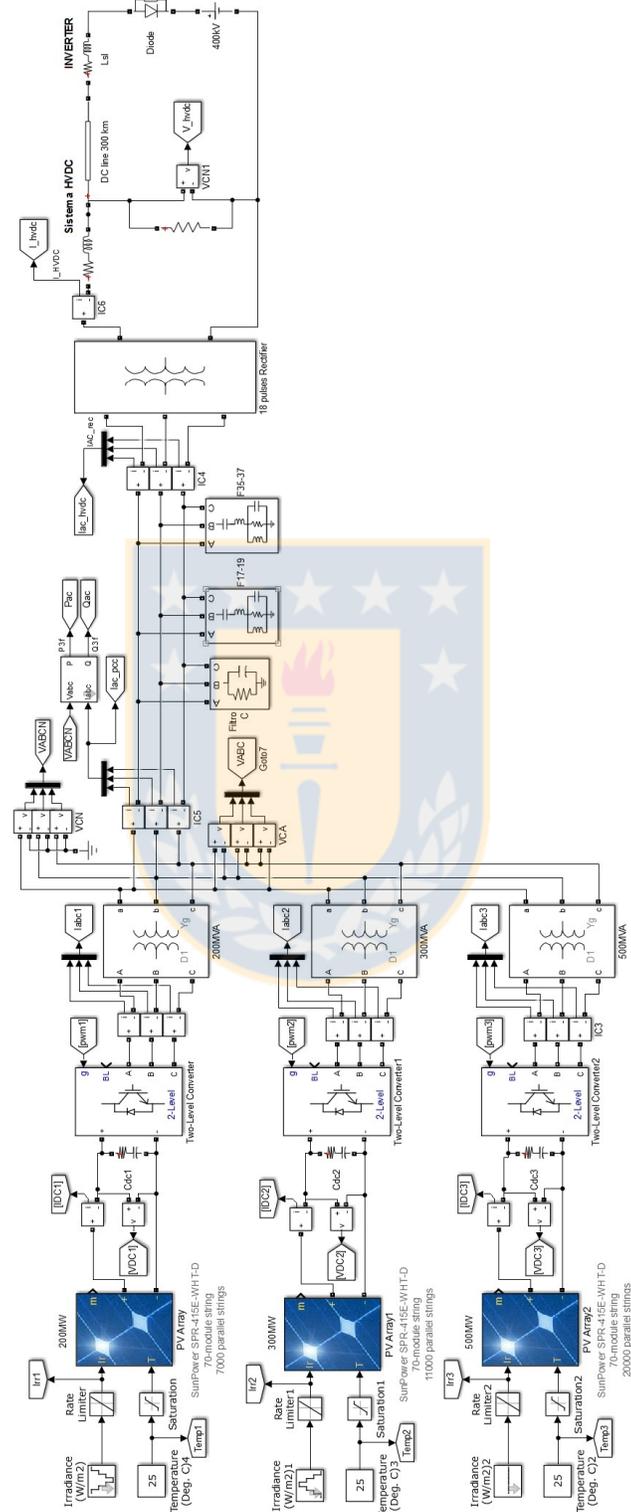


Figura 5.1: Diagrama esquemático para la simulación del sistema fotovoltaico [Fuente: elaboración propia]

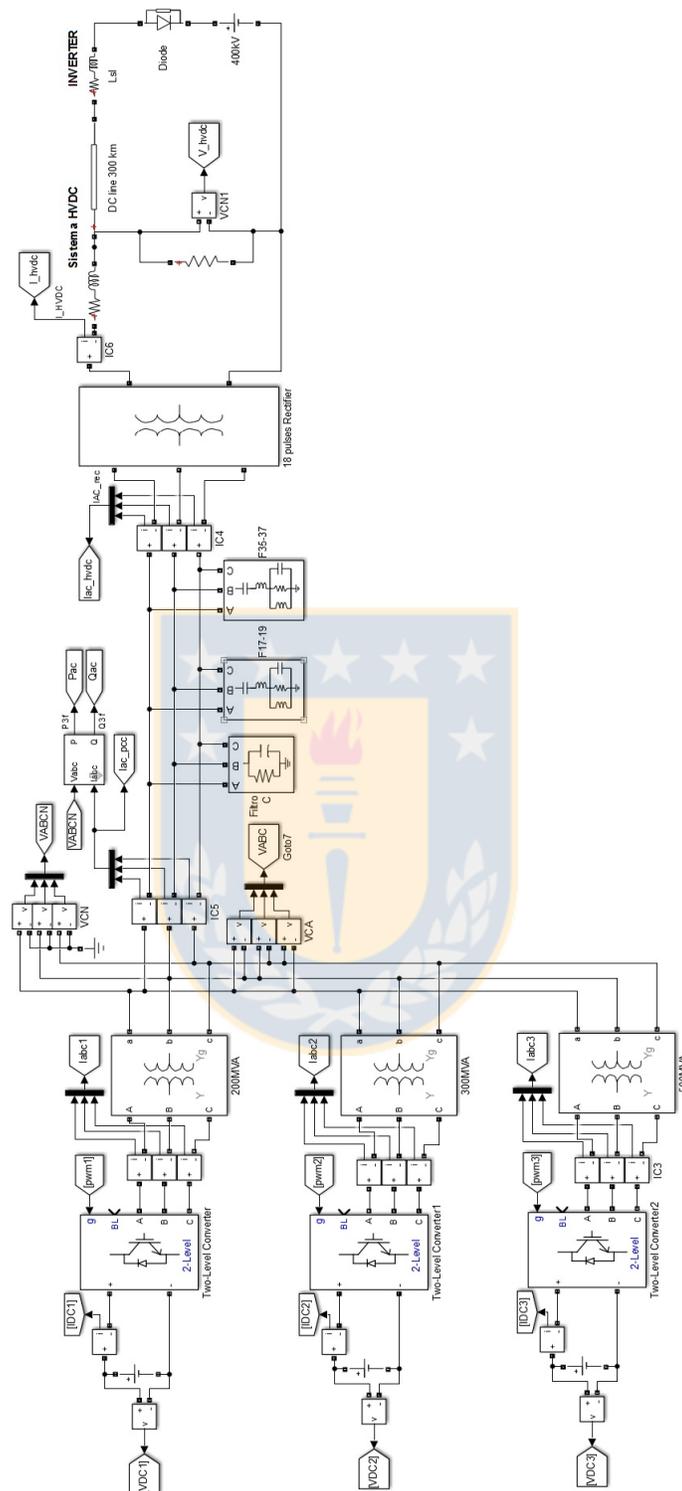


Figura 5.2: Diagrama esquemático para la simulación del sistema eólico [Fuente: elaboración propia]

Tabla 5.1: Parámetros de simulación

VSI		
Transformador: T1	500	MVA
Transformador: T2	300	MVA
Transformador: T3	200	MVA
Tensión Primario/Secundario	2/30	(kV L-L rms)
Reactancia de dispersión	0.05	pu
Resistencia	0.002	pu
Frecuencia de conmutación	2	kHz
Tensión DC-Link inversores	800	V
Red-AC PCC		
Tensión red-AC PCC	30	kV
Frecuencia red-AC PCC	50	Hz
Potencia banco de capacitores C_f	400	MVA
Potencia banco de filtros 5-7	50	MVA
Potencia banco de filtros 11-13	50	MVA
Rectificador HVDC 12 pulsos		
Transformador: Tr: 1000MVA/50Hz, 30/150 (kV L-L rms)		
Reactancia de dispersión	0.018	pu
Resistencia	0.001	pu
HVDC	400	kV

5.2.1. Seguimiento del punto de máxima potencia de un sistema fotovoltaico

En esta prueba se considera que la energía proviene de paneles solares conectados a los enlaces DC de forma directa. Para extraer la máxima potencia se realiza el seguimiento del MPP de los paneles fotovoltaicos, el método escogido es el de perturbación y observación P&O.

El algoritmo P&O funciona de la siguiente forma, se miden la tensión y corriente del enlace DC del VSI y se calcula la potencia que suministra en ese momento los paneles fotovoltaicos dependiendo de si la potencia es mayor o menor que la potencia de la muestra anterior y si la tensión del enlace DC del VSI también es mayor o menor que la muestra anterior se decide incrementar o decrementar el ΔV de la curva droop ($P - V$) con el propósito de aumentar o disminuir la potencia transferida al PCC. En la figura 5.3 se muestra el diagrama del algoritmo P&O.

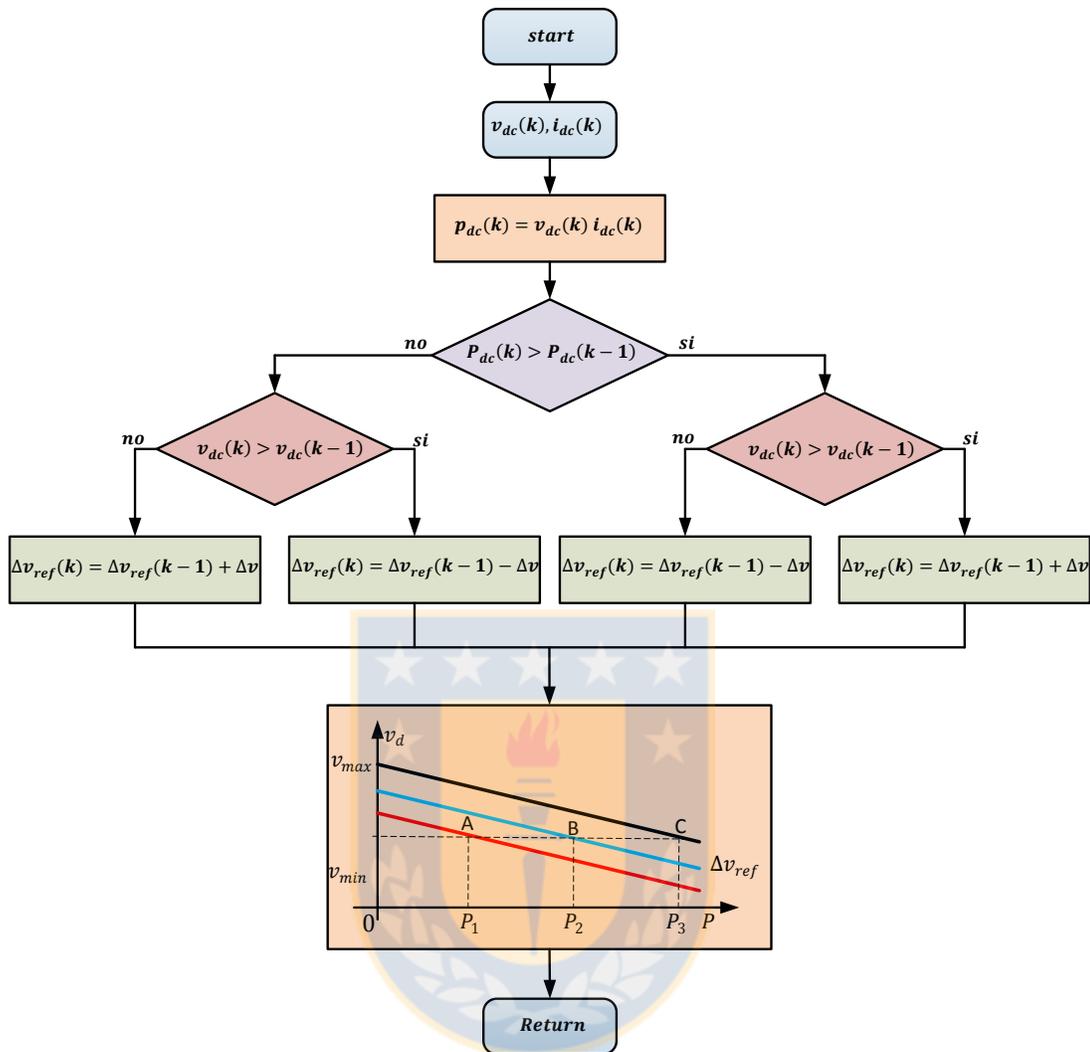


Figura 5.3: Diagrama de bloques del método de perturbación y observación [Fuente: elaboración propia].

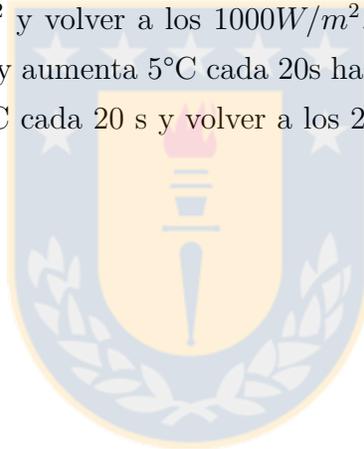
Se considera como características base las del panel comercial de la compañía SunPower, SPR-415E-WHT-D, sus características son las mostradas en la Tabla 5.2, valores que corresponden a una irradiancia de 1000 W/m^2 y a una temperatura de 25°C .

Tabla 5.2: Parámetros del panel solar SunPower SPR-415E-WHT-D.

SunPower SPR-415E-WHT-D a 25°C y 1000W/m^2	
Potencia máxima	414.8 W
Tensión de circuito abierto V_{oc}	85.3 V
Corriente de corto circuito I_{sc}	6.09 A
Tensión en el punto de máxima potencia V_{mp}	72.9 V
Corriente en el punto de máxima potencia V_{mp}	5.69 V

Con el panel de Tabla 5.2 se forma un arreglo de 10 paneles en serie, esto con el propósito de lograr la tensión requerida del enlace DC de 700 V. Este arreglo de paneles son conectados en paralelo para tener 200 MW (50000 arreglos en paralelo), 300 MW (72000 arreglos en paralelo) y finalmente 500 MW (120000 arreglos en paralelo).

El sistema se encuentra bajo distintos escenarios en los cuales debe encontrar el MPP para las diferentes condiciones de temperatura y radiación solar, se consideran como condiciones nominales la radiación de $1000W/m^2$ a $25^{\circ}C$ para uno de los grupos, en los restantes dos grupos se procede a la variación de las condiciones de irradiancia y temperatura en los PV, En la figuras siguientes se muestran simulaciones para un periodo de 140 s. En uno de los grupos la radiación empieza en $1000W/m^2$ con una temperatura de $25^{\circ}C$. Cada 20 s, la radiación y la temperatura de trabajo de los paneles cambian de manera uniforme, modificando el MPP. En esta prueba la radiación disminuye $100W/m^2$ cada 20 s, hasta llegar a los $700W/m^2$, para posteriormente comenzar a aumentar $100W/m^2$ y volver a los $1000W/m^2$. En cambio la temperatura de este grupo de PV comienza en $25^{\circ}C$ y aumenta $5^{\circ}C$ cada 20s hasta llegar a los $40^{\circ}C$, para posteriormente comenzar a disminuir $5^{\circ}C$ cada 20 s y volver a los $25^{\circ}C$. Esta prueba es mostrada en la figura 5.4.



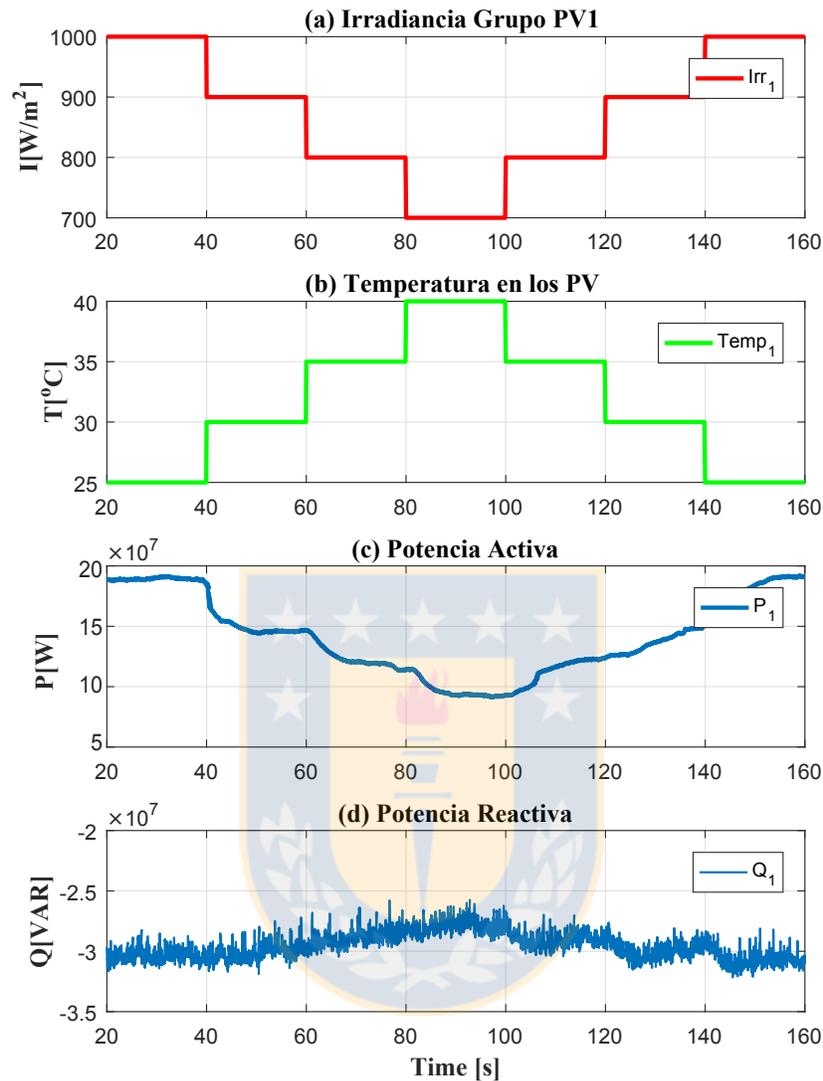


Figura 5.4: Cambios en la irradiancia y temperatura del grupo PV 1. (a) Irradiancia. (b) Temperatura. (c) Potencia activa. (d) Potencia reactiva [Fuente: elaboración propia].

Para el grupo de paneles fotovoltaicos 2 la irradiancia empieza en $700W/m^2$ y con una temperatura inicial de $40^\circ C$, posteriormente se comienza a aumentar la irradiancia en pasos de $100W/m^2$ y a disminuir la temperatura en pasos de $5^\circ C$, esto se realiza cada 20 s, la variación anteriormente descrita se observa en la figura 5.5, en ella se ve que ha medida que aumenta la irradiancia también aumenta la potencia activa de salida del grupo de paneles fotovoltaicos 2, mientras que la potencia reactiva varía ligeramente.

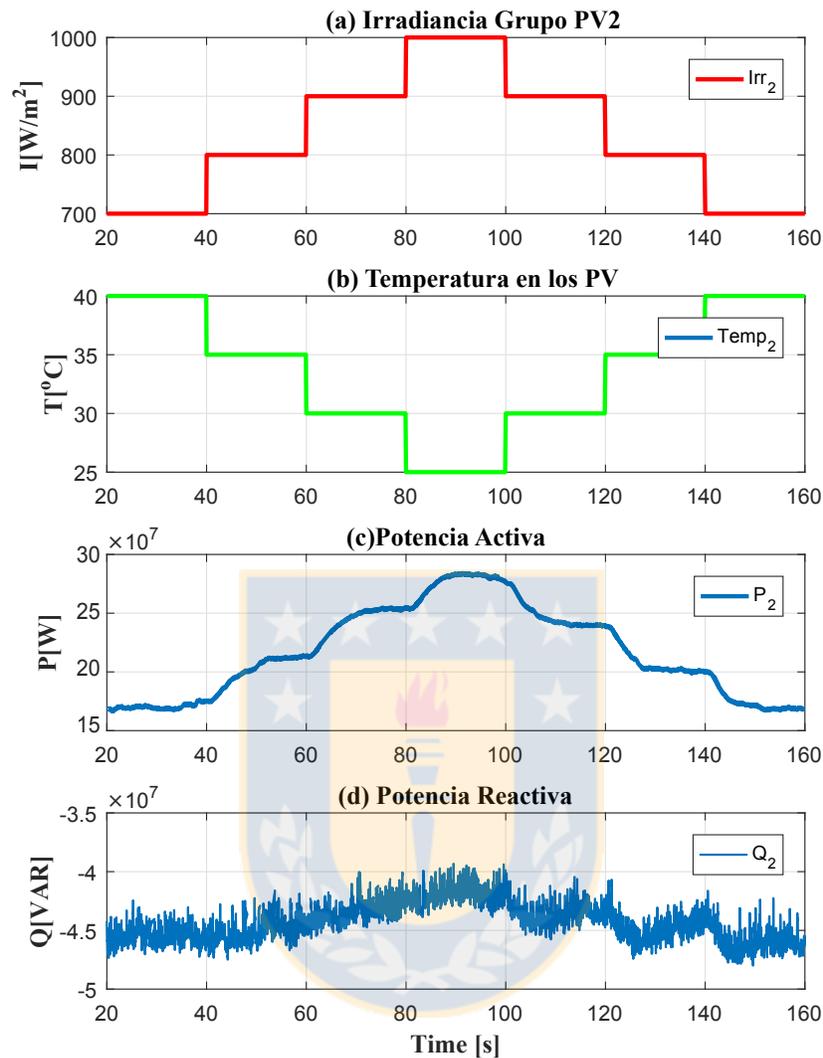


Figura 5.5: Cambios en la irradiancia y temperatura del grupo 2. (a) Irradiancia. (b) Temperatura. (c) Potencia activa. (d) Potencia reactiva [Fuente: elaboración propia].

Para el último grupo la irradiancia y la temperatura se consideran que se mantienen constantes, la irradiancia esta en un valor de $1000\text{W}/\text{m}^2$, mientras que la temperatura se mantiene a 25°C , para este caso no se ve variación de la potencia suministrada en la salida, manteniéndose constante en 460 MW de potencia activa y en 150 MVAR de potencia reactiva.

En la figura 5.6 se muestran las corrientes en los ejes d y q para cada grupo de sistema de generación solar.

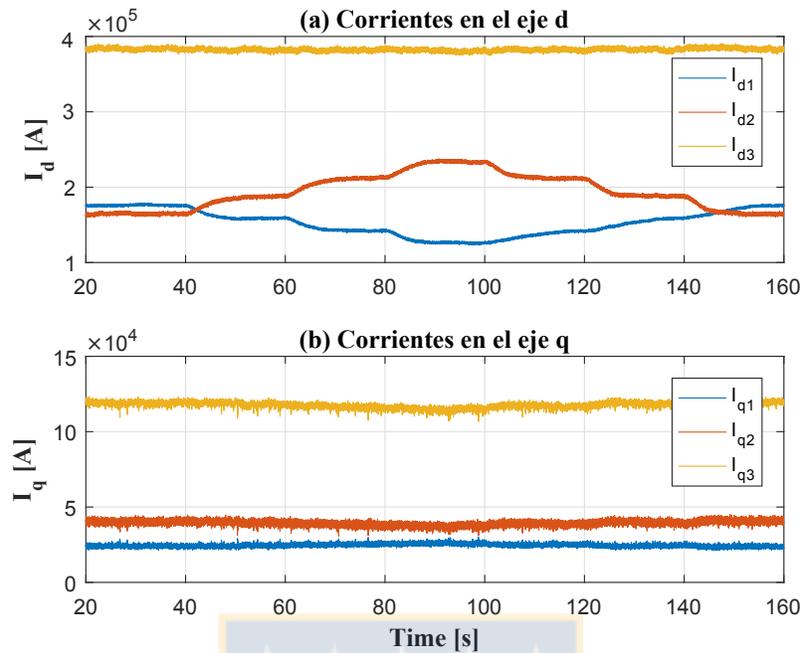


Figura 5.6: Corrientes en ejes dq del sistema PV. (a) Corrientes en el eje d. (b) Corrientes en el eje q [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.7 se muestran los resultados de la potencia activa y reactiva de cada unidad solar, acá se ve que la potencia activa depende claramente de las corrientes en el eje d.

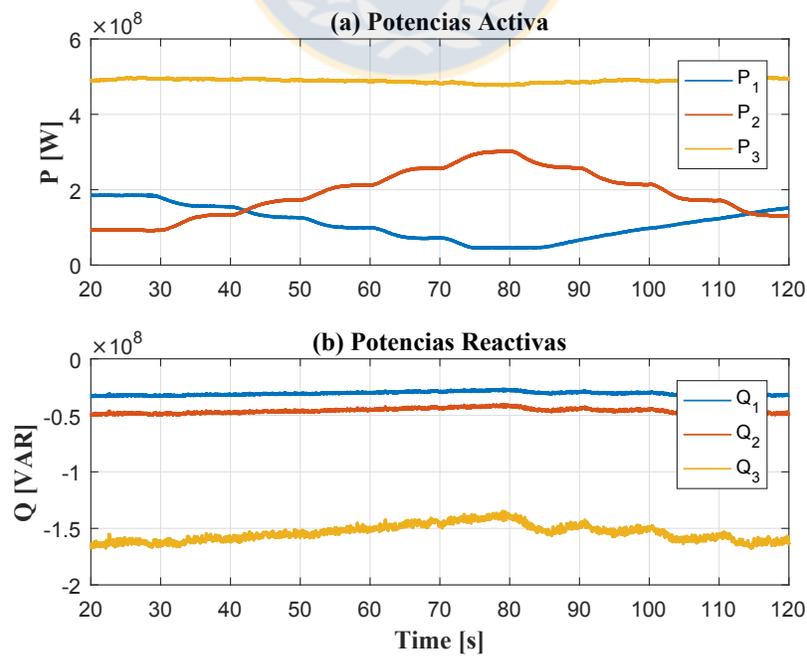


Figura 5.7: Potencias del sistema PV. (a) Potencias Activas. (b) Potencias Reactivas [Fuente: elaboración propia].

Las simulaciones muestran que sistemas fotovoltaico, transfiere la potencia óptima desde el PCC a otra red AC, a través del sistema HVDC mediante la variación de la amplitud de la tensión en el PCC.

5.2.2. Referencias tipo escalón y rampa de potencia para el sistema eólico

A continuación se muestran simulaciones para un periodo de 30 s. El sistema se encuentra bajo distintas condiciones de suministro de potencia, se asume que esta referencia de potencia proviene del seguimiento del punto óptimo que suministran los generadores eólicos. En la figura 5.8 (a) se muestra la respuesta de las potencias activas en cada uno de los inversores, estos corresponden a cambios en las referencias de las potencias activas suministradas al sistema por cada uno de los inversores. Para el inversor de potencia nominal P_1 de 200 MVA inicialmente suministra una potencia al sistema de 100 MW, para verificar su respuesta a una referencia tipo escalón en $t=3$ s se aplica un aumento de la potencia suministrada que llega a 150 MW, esta potencia se mantiene constante durante 8 s, posteriormente en $t=10$ s se aplica una rampa de potencia durante 10 s aumentando la potencia a 200 MW. Para el inversor de 300 MVA (sistema 2 P_2) la potencia inicial que suministra al sistema es de 100 MW constantes, en $t=3$ s se aplica un escalón que aumenta la potencia a 200 MW la cual se mantiene por 3 s, posteriormente en $t=8$ s se aplica una rampa que dura 7 s, esta rampa lleva la potencia a un valor de 300 MW. Para el sistema inversor de 500 MVA P_3 la potencia inicial que inyecta es de 250 MW, en $t=8$ s se aplica un escalón de potencia que lleva a suministrar al sistema 400 MW, en $t=15$ s comienza una rampa de potencia que dura 5 s para llegar a los 500 MW. En la figura 5.8 (b) se muestran las corrientes en el eje d de los inversores, acá se puede observar que las corrientes en el eje d controlan las potencias activas, mientras que en (c) se observa la tensión del PCC en el eje d. Como se usa un rectificador no controlado en el lado del sistema HVDC, es por medio de la variación de la tensión del PCC de la red-AC, que se logra la transferencia de potencia al sistema HVDC.

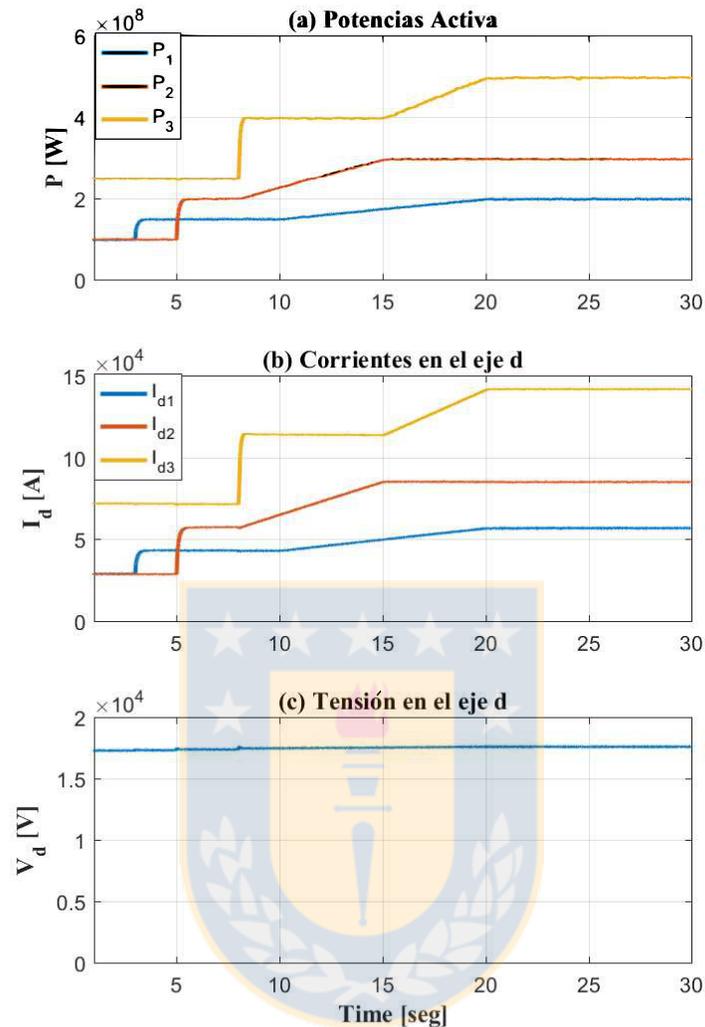


Figura 5.8: Cambios en las referencias de potencia tipo escalón y rampa en los inversores. (a) Potencia activa de los sistemas inversores. (b) Corrientes en el eje d de los inversores. (c) Tensión del PCC en el eje d [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.9 (a) se muestra como se distribuye la potencia reactiva en el lado del PCC red-AC que forman los inversores, esta distribución de potencia esta determinada por las curvas f vs Q que depende de la capacidad nominal impuesta en cada inversor, en este caso los inversores 2 y 3 poseen la misma curva ($Q - f$) de forma que tienen la misma potencia reactiva. Debido al gran valor del capacitor usado como filtro en la red-AC, esta potencia reactiva es capacitiva. en (b) de la figura 5.9 se muestran las corrientes en el eje q de cada uno de los inversores, se ve que las corrientes en el eje q de cada sistema sigue la forma de la potencia reactiva P transferida al sistema, esto es debido a que la única forma de intercambiar la potencia reactiva es por medio

de la variación de las corrientes en el eje q, en (c) se muestra la frecuencia del sistema, la cual es controlada por la componente en el eje q.

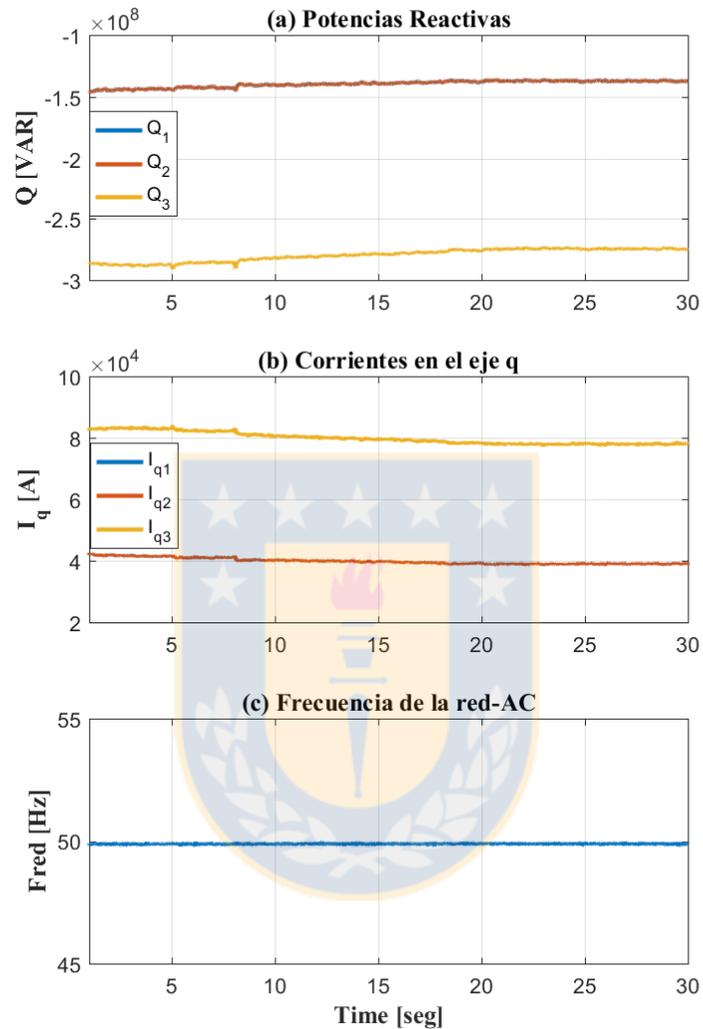


Figura 5.9: Cambios en las referencias de potencia tipo escalón y rampa en los inversores. (a) Potencias reactivas. (b) Corrientes en el eje q. (c) Frecuencia de la red AC [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.10 (a) se muestra la potencia en el lado HVDC, mientras que en (b) se muestra la tensión en la salida del rectificador del sistema HVDC, esta tensión aumenta levemente siguiendo la forma de la componentes de la tensión en el eje d, esto es más notorio en la corriente del sistema HVDC, esta es mostrada en la figura 5.10 (c) en donde se aprecia como la corriente aumenta a medida que aumenta la transferencia de potencia.

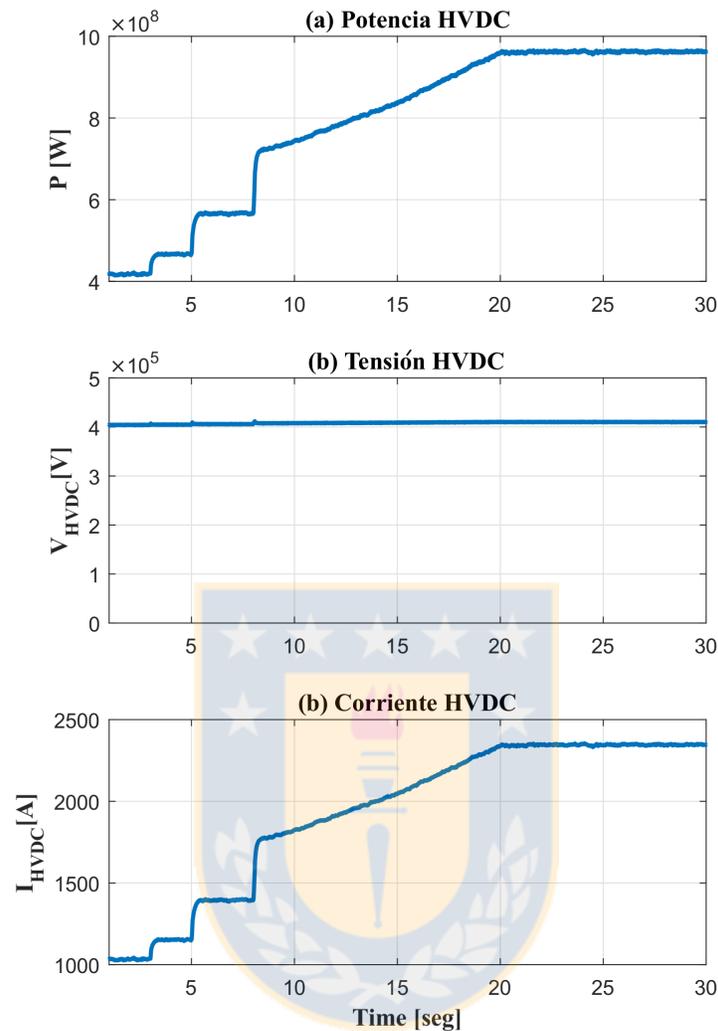


Figura 5.10: Cambios en las referencias de potencia tipo escalón y rampa en los inversores. (a) Potencia transferida al sistema HVDC. (b) Tensión del sistema HVDC. (c) Corriente por el sistema HVDC [Fuente: elaboración propia].

5.2.3. Seguimiento de un perfil de potencia eólico

Como el sistema tiene por propósito transferir la potencia óptima capturada del viento, el sistema debe ser capaz de seguir de forma adecuada una referencia de potencia variable en el tiempo. En esta prueba de simulación el sistema sigue una referencia de potencia, esta referencia de potencia proviene de un perfil de viento generado para turbinas de 1 MW.

En la figura 5.11 (a) se muestran las potencias activas, en (b) se muestra las corrientes en el

eje d y en (c) se muestra la tensión del PCC. En esta prueba se usó el mismo perfil de potencia pero escalado para los respectivos inversores, en esta prueba se observa que las potencias varían de acuerdo a las referencias de potencia del perfil de viento usado.

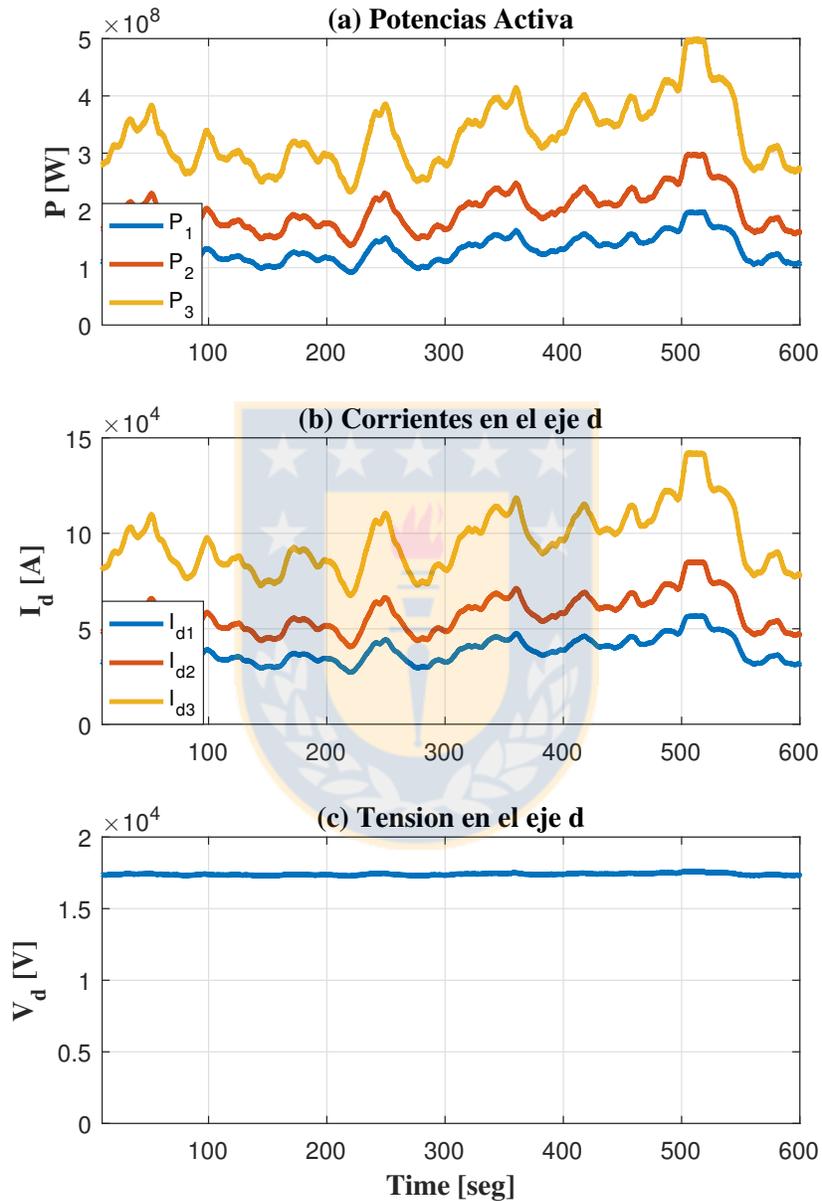


Figura 5.11: Simulación de un perfil de potencia similar en cada inversor. (a) Potencias activas en la salida de los inversores. (b) Corrientes en el eje d I_{d123} (azul,rojo,amarillo). (c) Tensión en el PCC en el eje d V_d [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.12 (a) se muestran las potencias reactivas de los inversores, en (b) se muestra

las corrientes en el eje q y en (c) la frecuencia de la red AC que forman los inversores PCC. Acá se mantiene la misma característica ($Q - f$) para los inversores 2 y 3.

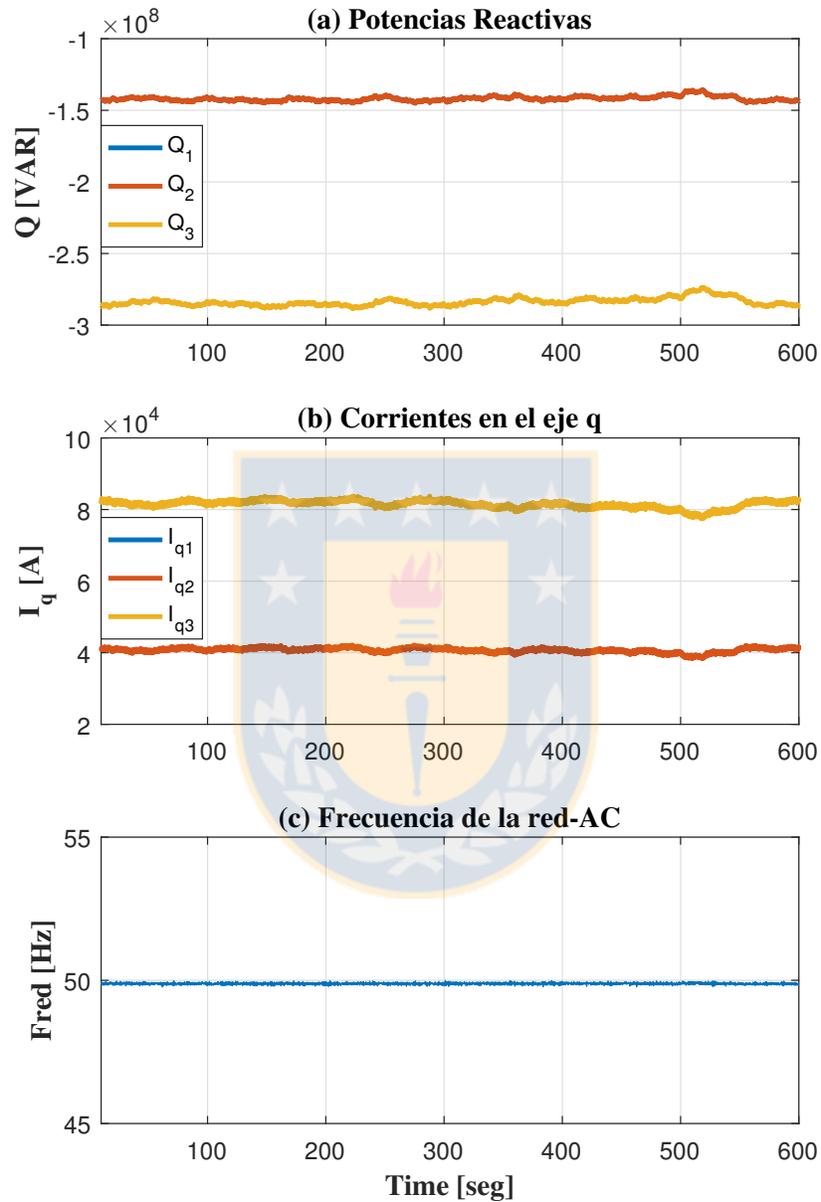


Figura 5.12: Simulación de un perfil de potencia. (a) Potencias reactivas. (b) Corrientes en el eje q. (c) Frecuencia f_{red} en el PCC [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.13 (a) se muestra la potencia en el lado HVDC la cual varia de acuerdo al perfil de potencia impuesto en los inversores, en (b) se muestra la tensión en la salida del rectificador del sistema HVDC la cual varia levemente dado que la resistencia del sistema HVDC

es muy pequeña, en (c) se muestra la corriente por el sistema HVDC, esta corriente tiene la forma impuesta por las referencias de potencia ya que variando esta corriente se logra transferir potencia por el sistema HVDC.

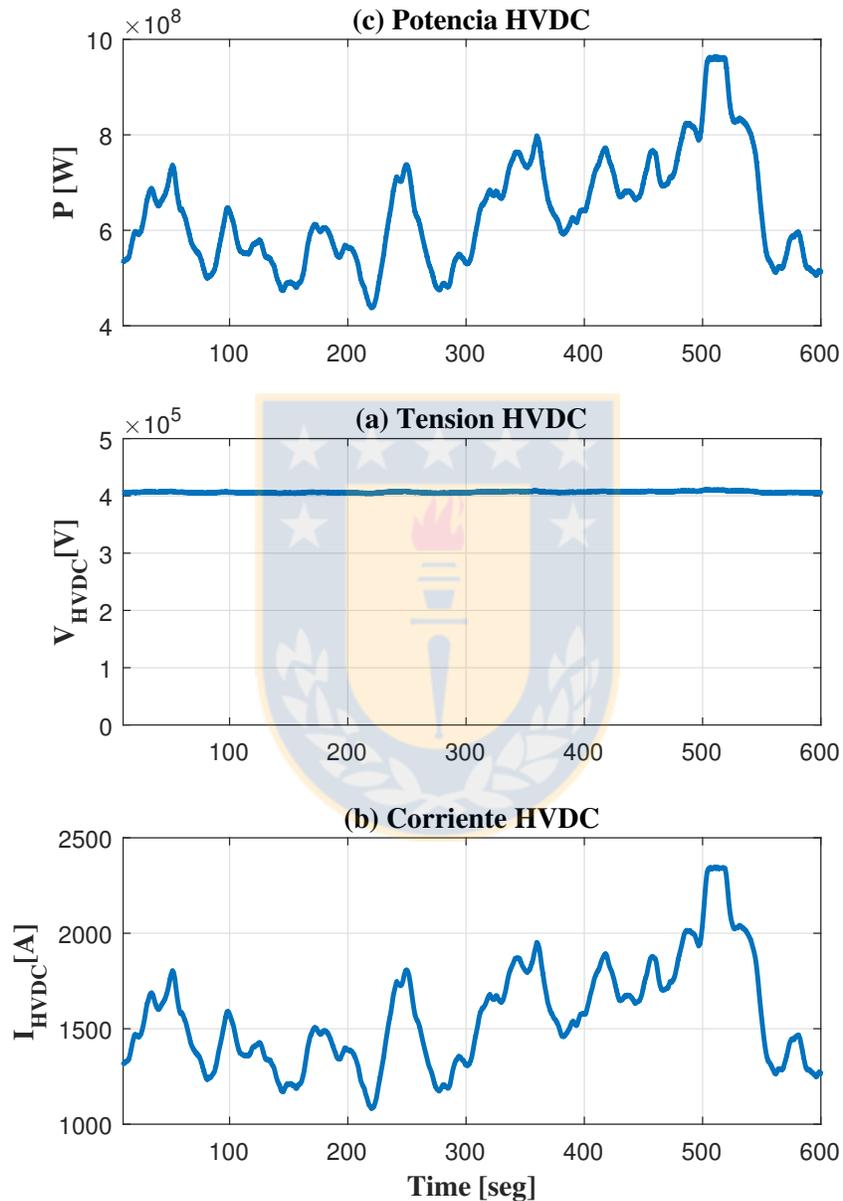


Figura 5.13: Simulación de un perfil de potencia. (a) Potencia del sistema HVDC. (b) Tensión del sistema HVDC. (c) Corriente en el sistema HVDC [Fuente: elaboración propia].

5.3. Resultados experimentales

Para obtener resultados experimentales del sistema mostrado en la figura 4.1 se tiene un arreglo de tres sistemas inversores con potencias nominales de 1.5 kVA (dos módulos) y 2.0 kVA (un módulo). Estos módulos están alimentados desde puentes rectificadores trifásicos. Los inversores se conectan a un PCC formando la red-AC por medio de inductancias, éstas emularán a los transformadores usados en la simulación, además se dispone de varios condensadores conectados en estrella los cuales suministran la potencia reactiva al transformador del rectificador de 18 pulsos. Los principales parámetros de los elementos utilizados en el sistema experimental se muestran en la Tabla 5.3 y en el Anexo C se muestran los controladores digitales implementados en sistema DSP .

Tabla 5.3: Parámetros experimentales

VSI & Red-AC PCC		
Potencia Nominal Total	3	kVA
Inductancia L_{s1}, L_{s2}, L_{s3}	10.1, 10.06, 5.23	mH
Resistencia R_{s1}, R_{s2}, R_{s3}	0.175, 0.152, 0.085	Ω
Frecuencia de conmutación	5	kHz
Tensión DC-Link inversores	350	V
Tensión de línea red-AC PCC	147 - 160	V
Frecuencia red-AC PCC	50	Hz
Capacitores C_f en Δ	31 y 3 x 22	μF
Rectificador de 18 pulsos		
Transformador: Tr: 7 kVA, 50Hz, 380 (V L-L rms)		
Reactancia de dispersión	0.018	pu
Tensión de salida VDC	180 - 250	V
Reactancia del filtro de salida	307.1	mH
Resistencia de salida	1.104	Ω
Rectificador AC/DC Bidireccional		
Tensión de alimentación AC	380	V
Frecuencia red	50	Hz
Reactancia de acoplamiento lado AC	300	μH
Resistencia lado DC	1.15	Ω
Inductancia de filtro lado DC	26.55	mH
Capacitor del filtro lado DC	1000	μF
Tensión de salida controlada VDC	300	V

5.3.1. Respuesta del controlador de corriente

Esta prueba es efectuada sin el uso del rectificador no controlado de 18 pulsos como carga, solo se considera el uso de una carga resistiva de 25Ω conectada al PCC. Para el control de la corriente en el convertor DC/AC, se diseña un controlador con un coeficiente de amortiguamiento de 0.8 y un ancho de banda de 160 Hz, en la figura 5.14 se muestra la respuesta del controladores para un cambio en la referencia de I_d de tipo escalón de 1 A a 4 A en $t=1$ s y de bajada en $t=2$ s, manteniendo la corriente I_q constante en 3 A. En la parte (b) de la figura se muestra la respuesta de la tensiones de fase en la salida y la tensión en el eje d.

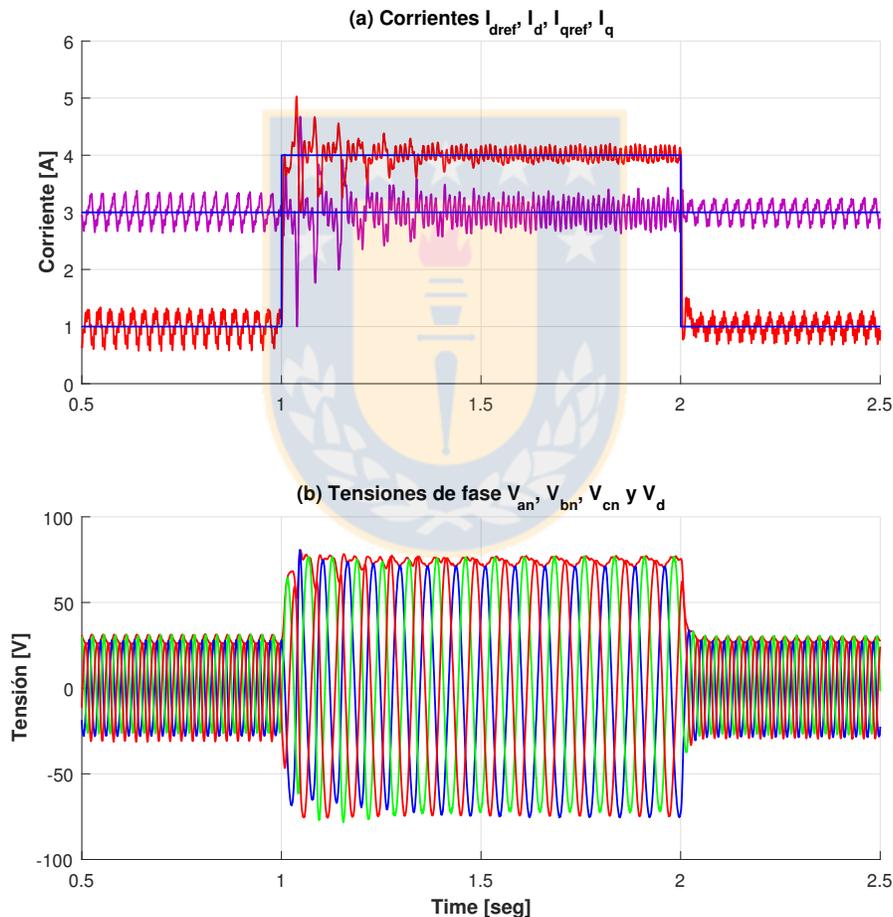


Figura 5.14: Respuesta para un cambio tipo escalón. (a) Respuesta experimental de la corriente I_d con I_q constante. (b) Tensiones de fase en la salida y tensión en el eje d [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.15 se muestra la respuesta para un cambio de tipo escalón en I_q de 1 A a 4 A

en $t=1$ s y de bajada en $t=2$ s.

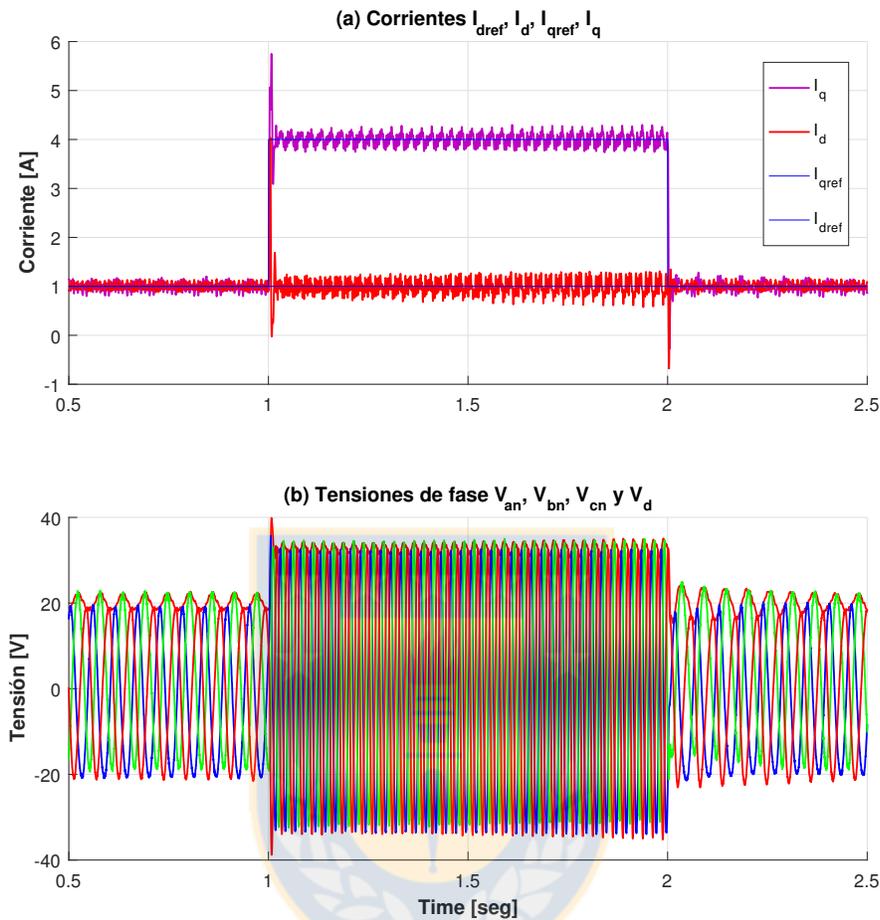


Figura 5.15: Respuesta para un cambio tipo escalón. (a) Respuesta experimental de la corriente en I_q con I_d constante. (b) Tensiones de fase de salida y tensión en el eje d [Fuente: elaboración propia].

5.3.2. Respuesta del controlador de tensión

En esta prueba el controlador de tensión se diseña con un coeficiente de amortiguamiento de 0.8 y un ancho de banda de 16 Hz, mientras que la corriente I_q es constante en 3 A, en la parte (a) de la figura 5.16 se muestra la respuesta del controlador de tensión para un cambio en la referencia de 50 V a 80 V en $t=1$ s y de bajada en $t=2$ s. En la parte (b) de la figura 5.16 se aprecia el cambio en las potencias activas P y reactiva Q del sistema, considerando que las inductancias usadas son de 10 mH, los capacitores de $30 \mu F$, la carga resistiva conectada en el PCC es de 16Ω y no se encuentra conectado el rectificador no controlado de 18 pulsos.

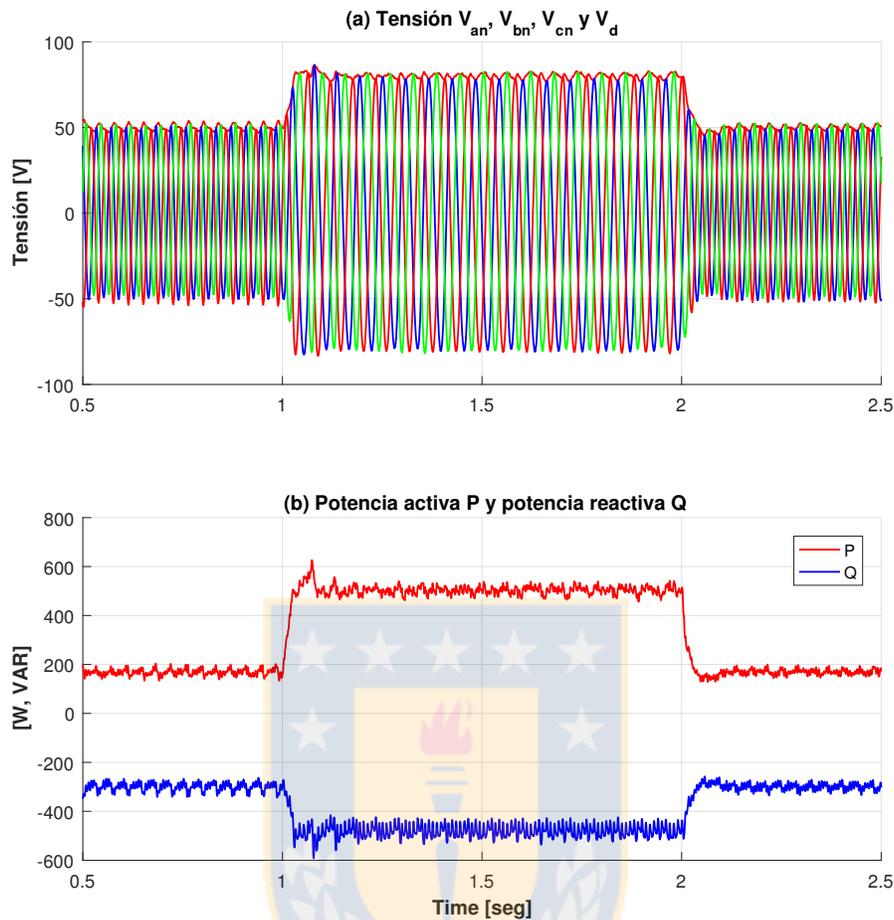


Figura 5.16: Respuesta para un escalón de tensión en V_d . (a) Tensiones de fase y V_d . (b) Potencia activa (rojo) y potencia reactiva (azul) [Fuente: elaboración propia].

5.3.3. Respuesta del control de tensión y frecuencia

Una vez comprobado que funciona el controlador de tensión, se diseña el controlador de frecuencia con un coeficiente de amortiguamiento de 0.8 y un ancho de banda de 10 Hz, en la figura 5.17 se muestra la respuesta del sistema a un cambio de tipo escalón en la referencia de tensión de 60 V a 80 V en $t=0.33$ s, se aprecia en la figura que el controlador de tensión actúa siguiendo la referencia de tensión en el eje d, mientras que el controlador de frecuencia actúa sobre el eje q y mantiene constante la frecuencia de la red en 50 Hz. En esta prueba no se encuentra conectado el rectificador no controlado de 18 pulsos.

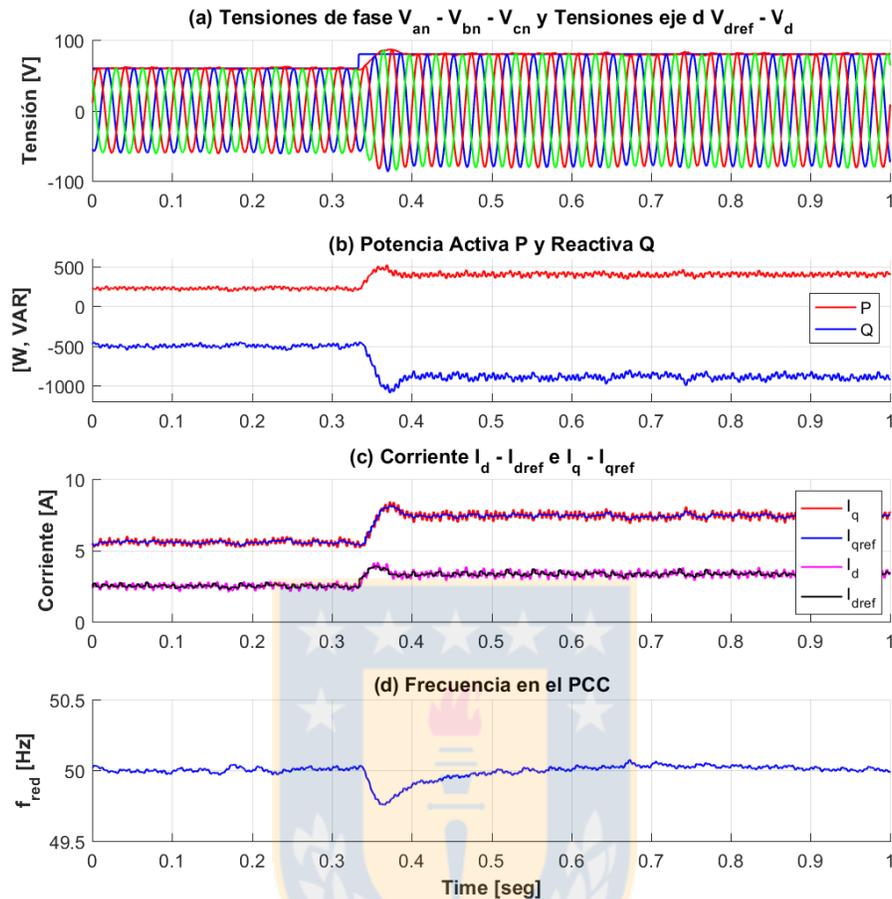


Figura 5.17: Cambio tipo escalón en la tensión. (a) Tensiones de fase y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P (rojo) y reactiva Q (azul). (c) Corrientes I_d e I_q . (d) Frecuencia de la red-AC [Fuente: elaboración propia].

5.3.4. Rampa de partida de tensión y frecuencia en un inversor

En la figura 5.18 se muestra la rampa de partida de uno de los inversores, en esta prueba la tensión de fase aumenta de 0 V a 60 V y la frecuencia va de 0 Hz a 50 Hz en un tiempo de 1.5 s, en esta figura se ve que las corrientes en los ejes dq siguen a las referencias que son impuestas por los controladores de tensión y frecuencia. Esta prueba experimental es realizada sin el uso del rectificador no controlado de 18 pulsos.

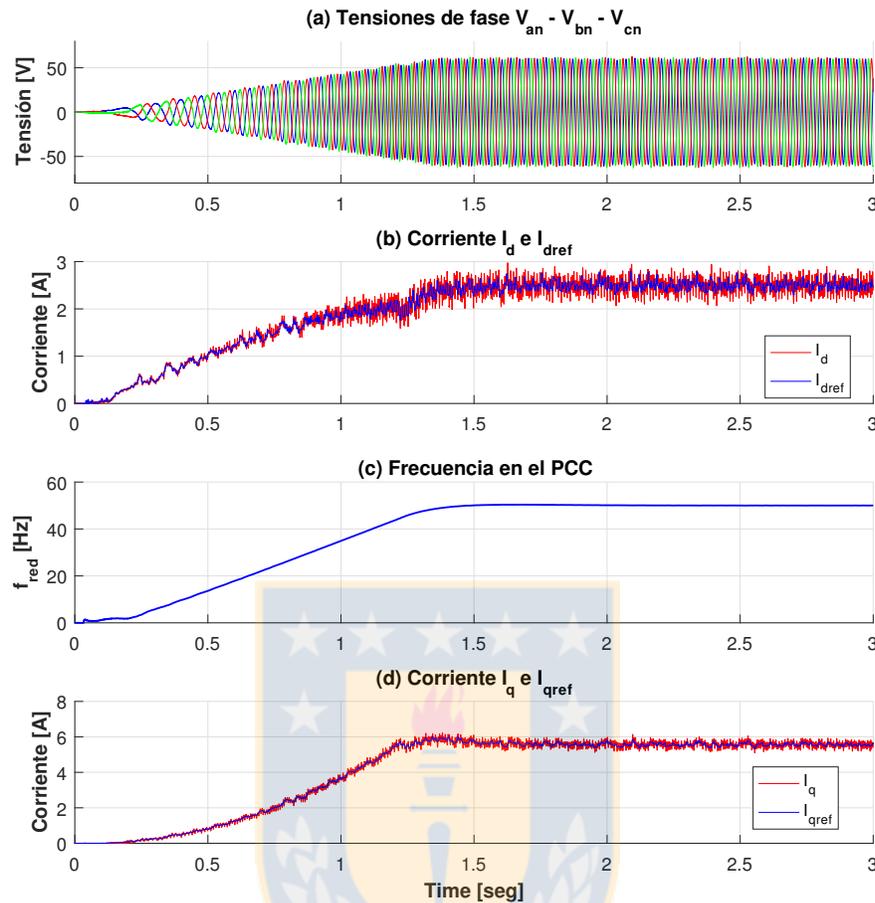


Figura 5.18: Rampa de partida de un inversor DC/AC. (a) Tensiones de fase. (b) Corriente I_d e I_{dref} . (c) Frecuencia en el PCC. (d) Corriente I_q e I_{qref} [Fuente: elaboración propia].

5.3.5. Conexión y desconexión de una carga resistiva en el PCC

Esta prueba consiste en conectar una carga resistiva en el PCC con el rectificador de 18 pulsos no conectado al sistema experimental. En la figura 5.19 se muestra la respuesta del sistema al impacto de una carga resistiva con una potencia de 500 W en el lado del PCC, en esta figura se aprecia que el control de tensión actúa manteniendo controlada la tensión en el valor de referencia de 80 V de tensión máxima de fase, el control de la frecuencia mantiene a esta en torno a los 50 Hz, además se observa que la corriente I_d aumenta ya que debe aumentar la tensión de salida para seguir al valor de la tensión de referencia. En la figura 5.19 (d) se observa un aumento de la frecuencia, esto es debido al uso de la curva droop ($Q - f$) en el lazo de control de frecuencia del VSI, al momento de conectar la carga la tensión disminuye por

lo tanto la potencia reactiva capacitiva disminuye provocando un aumento de la referencia de frecuencia.

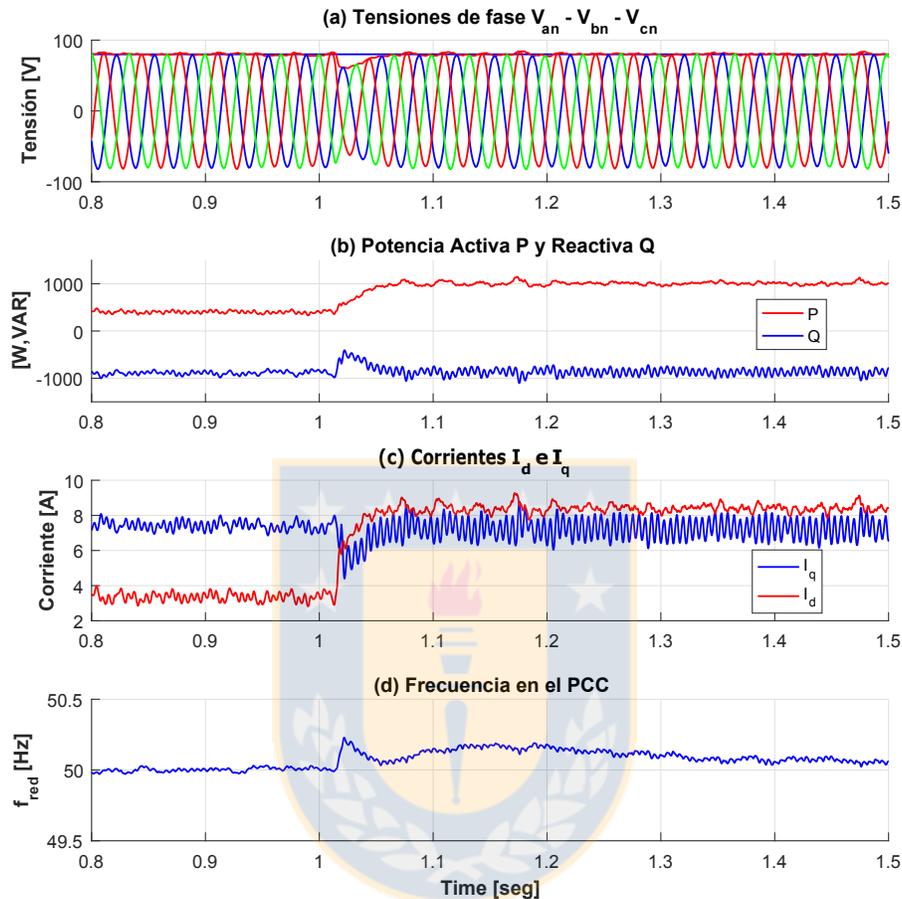


Figura 5.19: Impacto de una carga resistiva de 500 W. (a) Tensiones de fase y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P y reactiva Q. (c) Corrientes I_d e I_q . (d) Frecuencia en el PCC [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.20 se muestra la desconexión de la carga resistiva de 500 W, en la figura se ve que la tensión sube momentáneamente para luego volver al valor impuesto por la referencia de tensión en el eje d de 80 V, mientras que la frecuencia sube ligeramente para volver a valores cercanos a los 50 Hz.

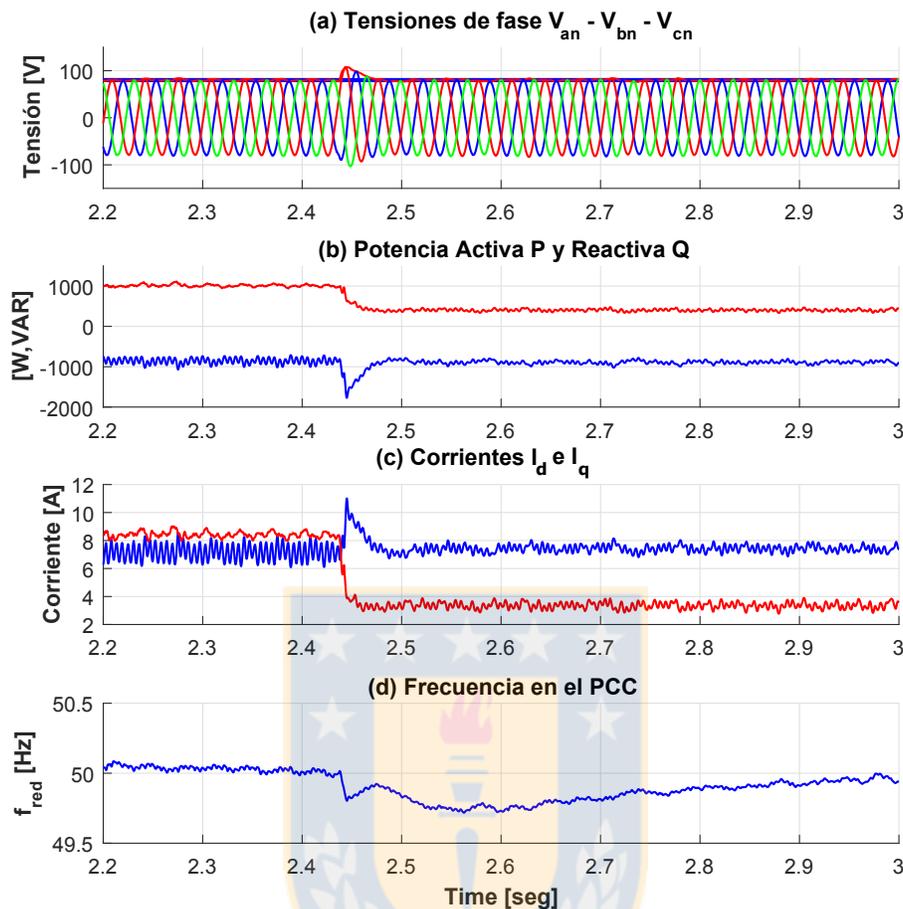


Figura 5.20: Desconexión de una carga resistiva. (a) Tensiones de fase y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P y reactiva Q, (c) Corrientes I_d e I_q , (d) Frecuencia en el PCC [Fuente: elaboración propia].

5.3.6. Partida con tres Inversores en paralelo conectados al PCC

Con el fin de probar la estrategia de control con curvas de estatismo variable con varias unidades inversoras, se dispuso la conexión de los tres inversores DC/AC en paralelo y se probaron varias situaciones de operación. La primera de ellas fue una rampa de partida del grupo de inversores, esta se puede ver en la figura 5.21, en esta prueba las curvas de estatismo entre los inversores es diferente tomando cada uno de ellos una potencia activa diferente, esto se consigue desplazando hacia arriba o abajo las curvas de estatismo (P-V).

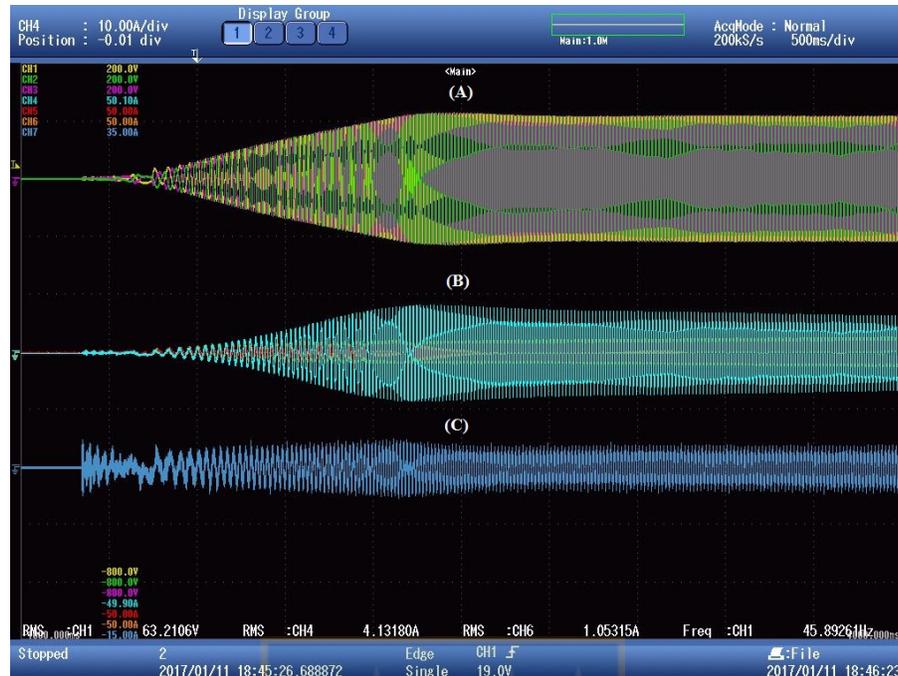


Figura 5.21: Rampa de partida del sistema formado por tres inversores. (A) Tensiones de línea. (B) Corrientes de la línea C. (C) Corriente de la línea C en la entrada del transformador+rectificador de 18 pulsos [Fuente: elaboración propia].

5.3.7. Impacto de un banco de capacitores

En esta prueba consiste en aplicar en el PCC un grupo de tres capacitores trifásicos de $10\mu F$ conectados en delta, este banco de capacitores aporta en total $900V AR$ capacitivos, el propósito de esta prueba es aumentar la potencia reactiva capacitiva del sistema. Esta prueba se realiza con el objetivo de verificar el funcionamiento del sistema dado que a medida que aumenta la potencia activa transferida al sistema HVDC, aumenta la potencia reactiva del transformador del lado del rectificador no controlado, razón por la cual hay que conectar condensadores al PCC que aporten en potencia reactiva al transformador. En esta prueba se mantuvo constante la potencia activa, esto con el propósito de ver el aumento de la potencia reactiva en el sistema que se ve incrementada al momento de conectar el banco de capacitores. En la figura 5.22 (E) se muestra el instante en que se conecta el banco de capacitores, observándose la corriente de una sola fase del banco de capacitores.



Figura 5.22: Impacto de un capacitor en el PCC. (A) Tensiones de línea. (B) Corrientes fase A de los inversores 1-2-3. (C) Corriente fase A del rectificador de 18 pulsos. (D) Tensión del enlace DC. (E) Corriente Fase A del capacitor. (F) Corriente DC del convertor AC/DC [Fuente: elaboración propia].

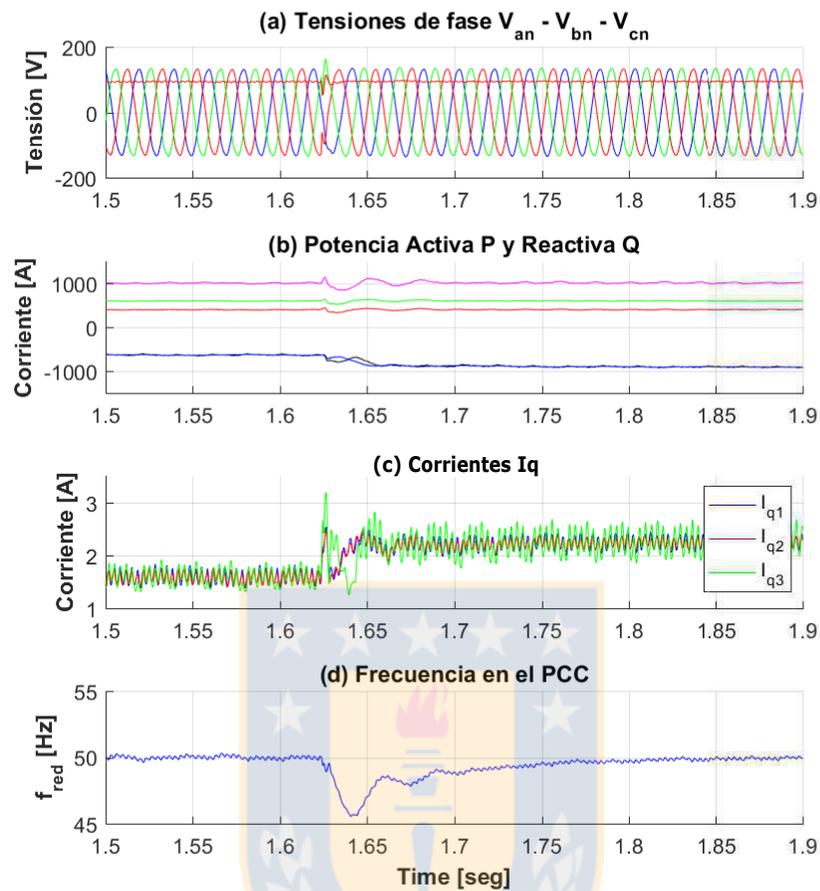


Figura 5.23: Impacto de un capacitor en el PCC. (a) Tensiones de línea y tensión de referencia en el eje d. (b) Potencia activa P y reactiva Q. (c) Corrientes I_q . (d) Frecuencia en el PCC [Fuente: elaboración propia].

En esta prueba se observa que el sistema es capaz de soportar la conexión del banco de capacitores. En la figura 5.23 se observa como varia la potencia reactiva del sistema y el aumento de las componentes de corrientes en el eje en cuadratura de los inversores. Debido al cambio en la potencia reactiva la frecuencia se ve mas afectada, pero el controlador es capaz de llevar la frecuencia a valores normales.

5.3.8. Transferencia de Potencia a través del enlace DC, respuesta a referencias tipo escalón

En esta prueba el convertidor AC/DC bidireccional Parker 590D mantiene la tensión controlada del enlace DC en 300 Vdc, esto con el propósito de emular un enlace HVDC. Con el objetivo de transferir potencia desde el PCC a una red externa AC a través del enlace DC y del convertidor AC/DC, se aplicaron referencias de tipo escalón en los controladores de potencia de cada uno de los inversores, con el fin de probar la respuesta de los controladores de potencia.

Las figuras 5.24 y 5.25 muestran los resultados experimentales para el cambio en las referencias de potencia. Inicialmente los inversores no entregan potencia al enlace DC esto se ve en (F) que tiene sentido positivo antes de $t_1=400$ ms, luego el sistema solo tiene potencia reactiva producto del banco de capacitores colocado en el PCC (H), esta potencia reactiva es repartida en partes iguales entre los inversores ya que la curva (Q-f) es la misma en los tres inversores, esto se ve en (B) en donde las corrientes de los inversores son similares inicialmente. En $t_1=400$ ms se aplica en la referencia de potencia del inversor 1, un escalón de 0 a 400 W, en las formas de onda desde (A) hasta (F) se ve el impacto del cambio en la referencia de tipo escalón. Posteriormente en $t_2=800$ ms se aplica un escalón de potencia desde 0 a 600 W en el inversor 2, mientras que en $t_3=1.2$ s el escalón es de 0 a 1000 W en el inversor 3. De las respuesta a las referencias de potencia de tipo escalón se puede observar que el tiempo de establecimiento es de unos 30 ms en cada uno de los VSI's.



Figura 5.24: Cambios en las referencias de potencia de los inversores. (A) Tensiones de línea. (B) Corrientes fase A de los inversores 1-2-3. (C) Corriente fase A del rectificador de 18 pulsos. (D) Tensión del enlace DC. (E) Corriente DC en la salida del rectificador de 18 pulsos. (F) Corriente DC del conversor AC/DC [Fuente: elaboración propia].

Como la potencia activa depende de la tensión V_d , se observa que esta es controlada por las componentes de corrientes en el eje d de los inversores, a medida que aumentamos la potencia transferida se observa que aumenta levemente la tensión de línea del PCC (A), esto es necesario dado que la única forma de transferir potencia desde el lado de la red AC al lado DC del rectificador no controlado es aumentando la tensión de línea del PCC. Debido al aumento de la tensión en el PCC también se produce el aumento de la potencia reactiva capacitiva en el sistema (H). En la salida del rectificador de 18 pulsos se observa que la tensión en el enlace DC (D) se mantiene estable en torno a los 300 V, también se observa que la corriente de salida del rectificador de 18 pulsos (E) aumenta a medida que aumentamos la referencia de potencia, frente a todos estos cambios se ve que la frecuencia se mantiene estable alrededor de los 50 Hz.

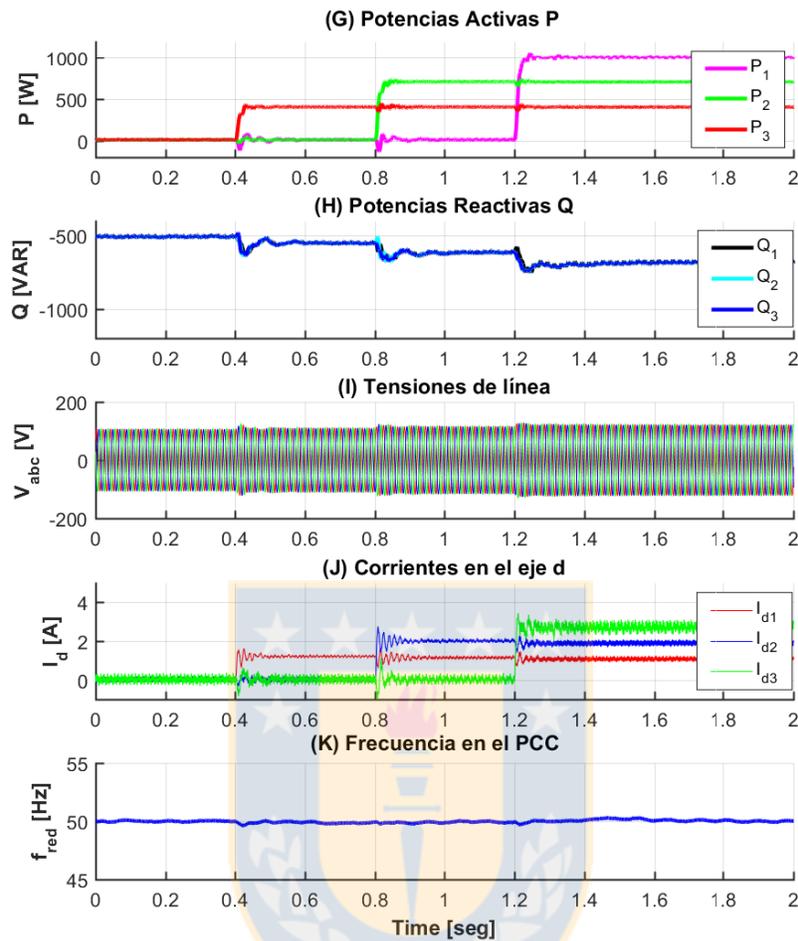


Figura 5.25: Cambios en las referencias de potencia de los inversores. (G) Potencias activas. (H) Potencias reactivas. (I) Tensiones de línea. (J) Corrientes en el eje d. (K) Frecuencia en el PCC [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.26 se muestra la respuesta en estado estacionario con los tres inversores DC/AC suministrando la misma potencia, en este caso de 500 W c/u, acá se tiene que las tensiones de línea en el PCC tienen un valor de 160 Vrms, además se muestran las corrientes de la línea C de dos de los inversores DC/AC con valores de $I_{a1}=2.72$ Arms, $I_{a3}=2.98$ Arms, además se tiene que la tensión del enlace DC es de 306 VDC y la corriente de salida del rectificador de 18 pulsos es de $I_{dc}=4.77$ A.

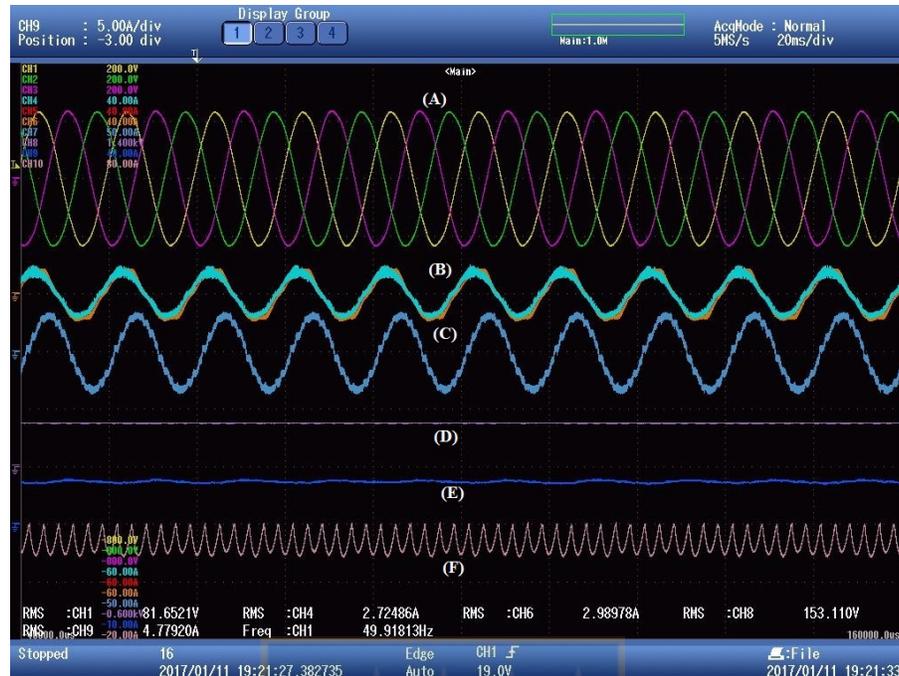


Figura 5.26: Formas de onda del sistema experimental en estado estacionario. (A) Tensiones de línea del PCC. (B) Corrientes en la línea C de cada uno de los inversores en estado estacionario. (C) Corriente de la línea del transformador. (D) Tensión en la salida de conversor AC/DC bidireccional. (E) Corriente en la salida de rectificador de 18 pulsos. (F) Corriente DC del conversor AC/DC bidireccional [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.27 se muestra la respuesta del sistema en estado estacionario mientras los inversores están transfiriendo potencia activa a través del enlace DC del conversor AC/DC bidireccional, en esta figura se incluyen la corriente de línea del conversor AC/DC el cual está conectado a una red trifásica de 380 V y 50 Hz.

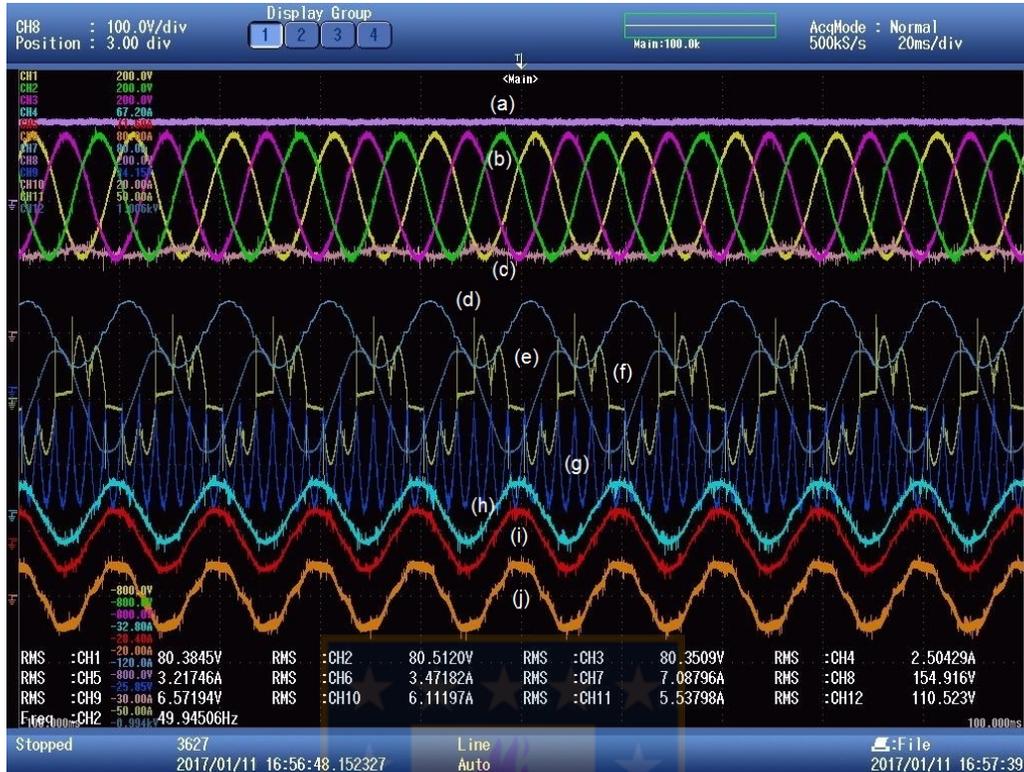


Figura 5.27: Estado estacionario con rectificador de 18 pulsos y convertor AC/DC bidireccional. (a) Tensión DC a la salida del rectificador no controlado, (b) Tensiones de línea del PCC, (c) Corriente de salida del rectificador no controlado. (d) Corriente de la línea A del rectificador de 18 pulsos no controlado. (e) Corriente de la línea A del rectificador trifásico controlado. (g) Corriente lado DC del rectificador trifásico controlado. (h) Corriente de la línea A del VSI 1. (i) Corriente de la línea A del VSI 2. (j) Corriente de la línea A del VSI 3
[Fuente: elaboración propia].

Otra prueba realizada en el sistema de inversores fue que uno de ellos tuviera una curva de estatismo ($Q - f$) distinta de las otras dos, la curva del inversor tres se desplazó de manera que este inversor tome menos carga reactiva capacitiva del sistema.

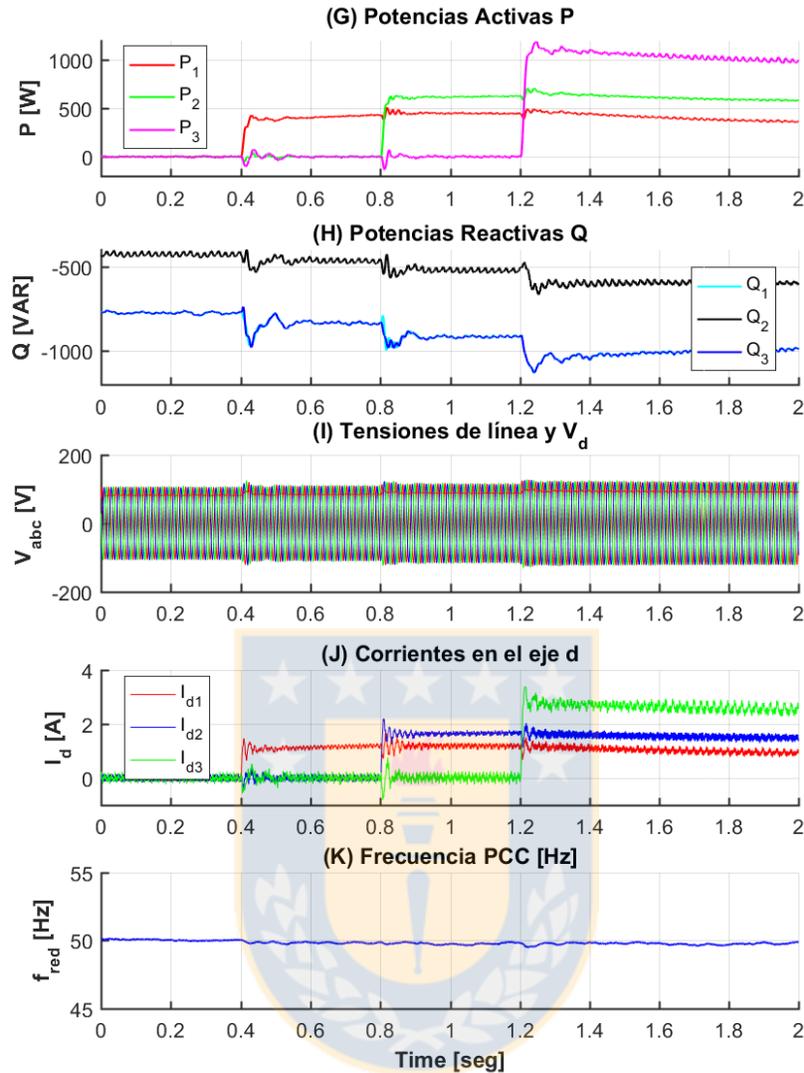


Figura 5.28: Cambios en las referencias de potencia de los inversores. (G) Potencias activas. (H) Potencias reactivas. (I) Tensiones de línea. (J) Corrientes en el eje d. (K) Frecuencia en el PCC [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.29 se ve la respuesta del sistema en estado estacionario, en ella se ve que la corriente del inversor 3 es mayor ya que este suministra mas potencia activa al sistema.

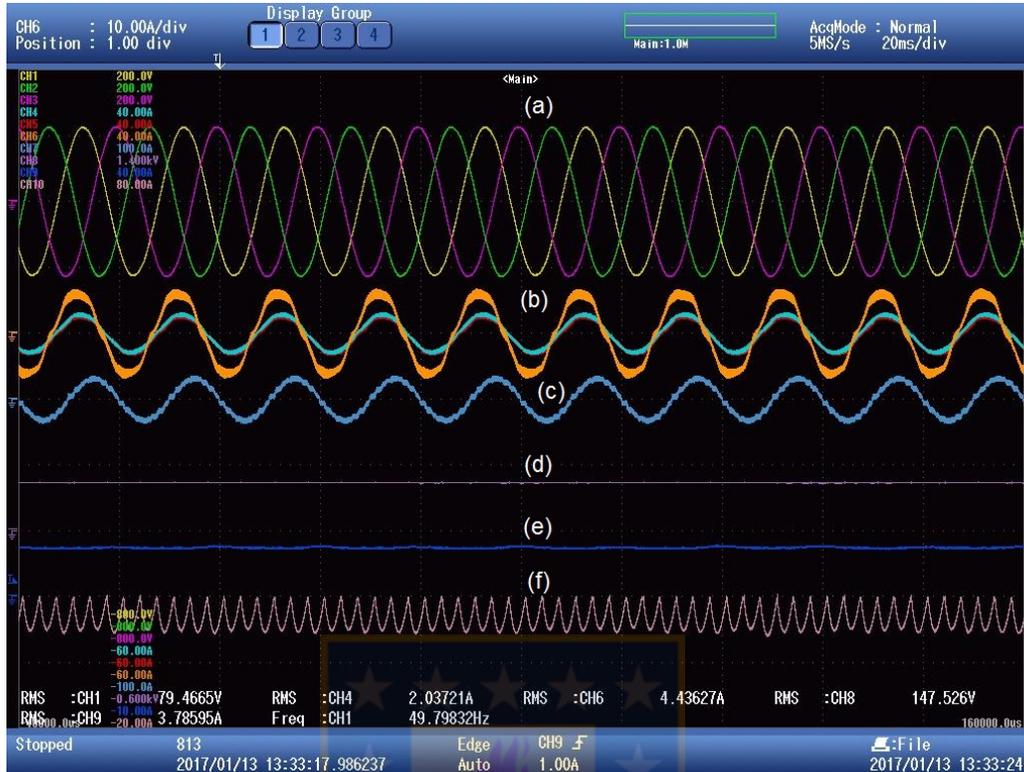


Figura 5.29: Estado estacionario con la curva (Q-f) distinta en uno de los inversores. (a) Tensiones de línea. (b) Corrientes de la línea A de los VSI's. (c) Corriente de la línea A del rectificador de 18 pulsos. (d) Tensión DC a la salida del rectificador de 18 pulsos. (e) Corriente de salida del rectificador de 18 pulsos. (f) Corriente de salida del rectificador trifásico controlado [Fuente: elaboración propia].

5.3.9. Perfil solar variable

En esta prueba se cargaron distintos perfiles en el emulador solar. Mediante cambios cada 100 s se modificaron los parámetros de irradiación en escalones de 100 W/m^2 y de 5°C en temperatura. En la figura 5.30 se muestran los cambios en el perfil de irradiación y de temperatura en el emulador.

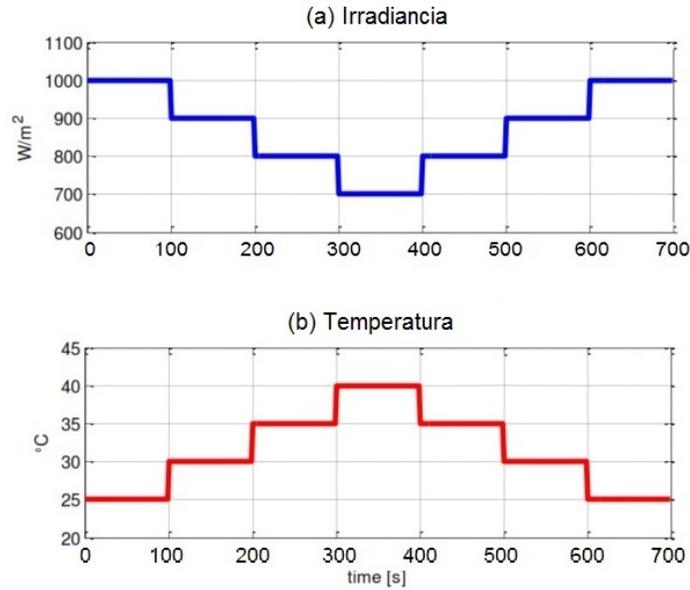


Figura 5.30: Cambios en el emulador fotovoltaico. (a) Irradiancia. (b) Temperatura [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.31 se muestra la corriente y la potencia suministrada por el emulador fotovoltaico considerando que la tensión de operación está entre los 280 Vdc y los 350 Vdc en la salida del emulador solar, con el objetivo de poder mantener la tensión de salida del inversor, en caso de bajar la tensión del valor mínimo de 280 Vdc el sistema desconecta al sistema fotovoltaico.

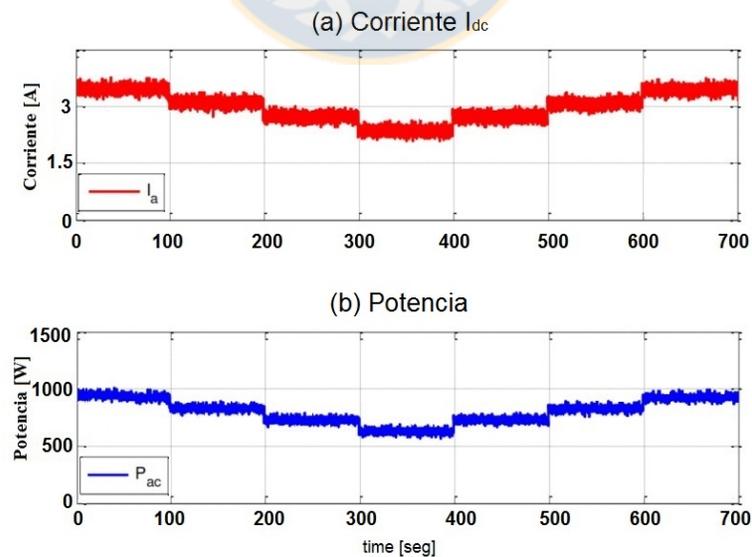


Figura 5.31: Variables de salida del emulador solar ante cambios en la irradiancia y temperatura. (a) Corriente de salida I_{dc} . (b) Potencia de salida [Fuente: elaboración propia].

5.3.10. Seguimiento de un perfil de potencia variable 1

Con el fin de probar el seguimiento de referencias de potencia variable en el sistema, se realiza una prueba que consiste en aplicar una referencia de potencia proveniente del análisis de un perfil de viento para una turbina de 3 MVA, en la figura 5.32 se muestra el perfil usado en el sistema. Este perfil es el mismo en cada inversor, solo que fue escalado a la potencia de cada uno de los inversores usados, en este caso se considera las potencias máximas de los inversores en 400 W, 600 W y 1000 W.

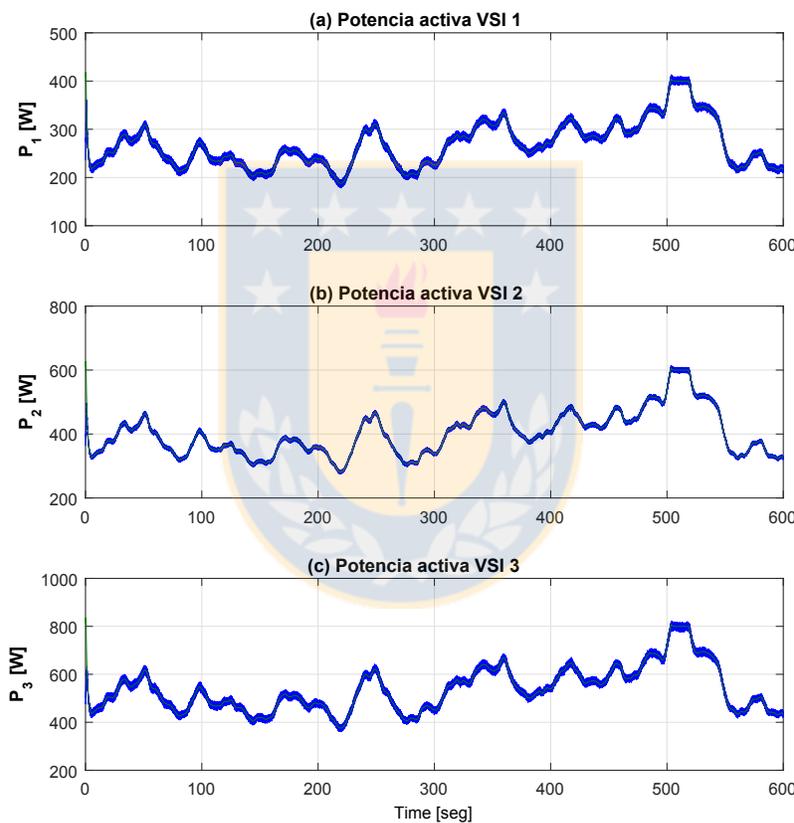


Figura 5.32: Potencia de salida de los inversores para un perfil escalado a diferentes potencias. (a) Potencia activa VSI 1. (b) Potencia activa VSI 2. (c) Potencia activa VSI 3

[Fuente: elaboración propia].

Como resultado se ve que la potencia de salida sigue a la referencia impuesta en los inversores, en la figura 5.32 la referencia esta bajo la curva de potencia de salida que es la que se ve mas claramente en azul. En la figura 5.33 se muestra la potencia reactiva en los VSI's, la potencia reactiva total es de unos 1000 VAR capacitivos conectados en el PCC.

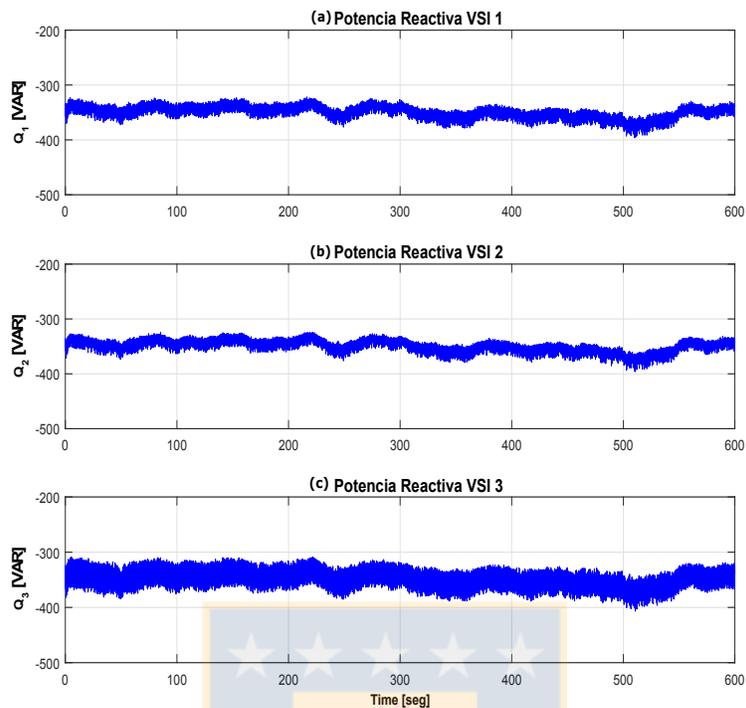


Figura 5.33: Potencia reactiva en los inversores para un perfil escalado a diferentes potencias. (a) Potencia reactiva VSI 1. (b) Potencia reactiva VSI 2. (c) Potencia reactiva VSI 3 [Fuente: elaboración propia].

5.3.11. Seguimiento de un perfil de potencia variable 2

Otra prueba realizada en el sistema fue aplicar distintos perfiles de potencia en cada inversor, con una variación mucho mayor en cada instante de tiempo, en la figura 5.34 se ve el resultado de esta prueba en donde se ve la referencia de potencia y la potencia de salida, acá también se ve que el sistema es capaz de seguir a la referencia de potencia impuesta en cada uno de los inversores.

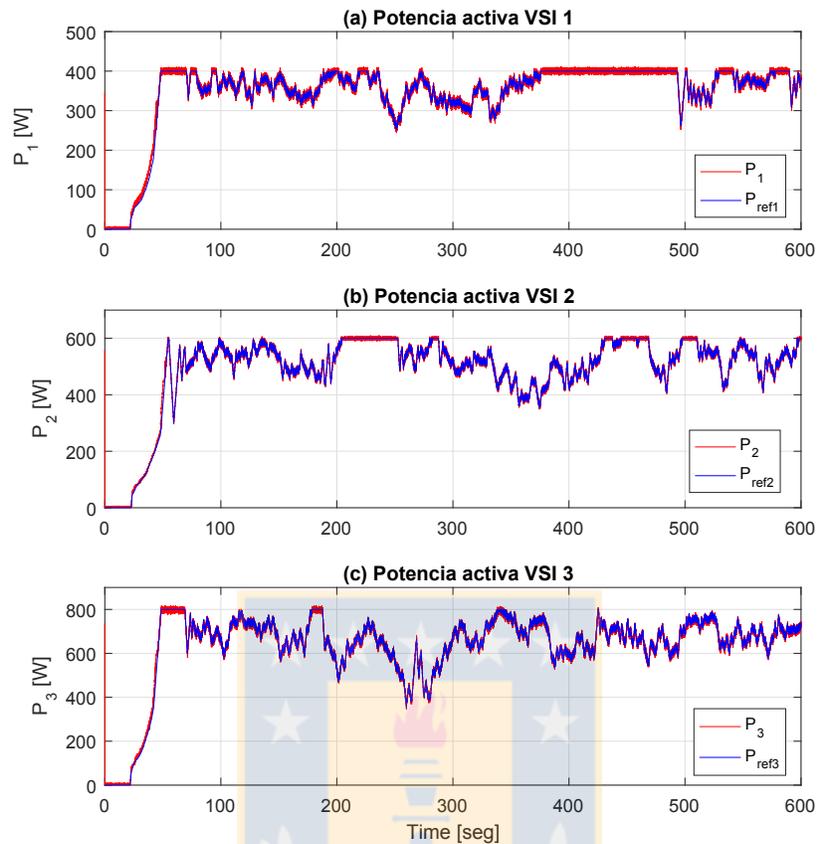


Figura 5.34: Potencia de salida de los inversores para un perfil variable en potencia. (a) Potencia activa VSI 1. (b) Potencia activa VSI 2. (c) Potencia activa VSI 3 [Fuente: elaboración propia].

La figura 5.35 muestra el error entre la referencia de potencia y la potencia activa en la salida de los VSI's. Se puede ver de las figuras 5.35 (a) y (b) que el error oscila entre $\pm 10W$ en los VSI 1 y VSI 2, mientras que de la figura 5.35 (c) se tiene que en el VSI 3 el error oscila entre $\pm 20W$.

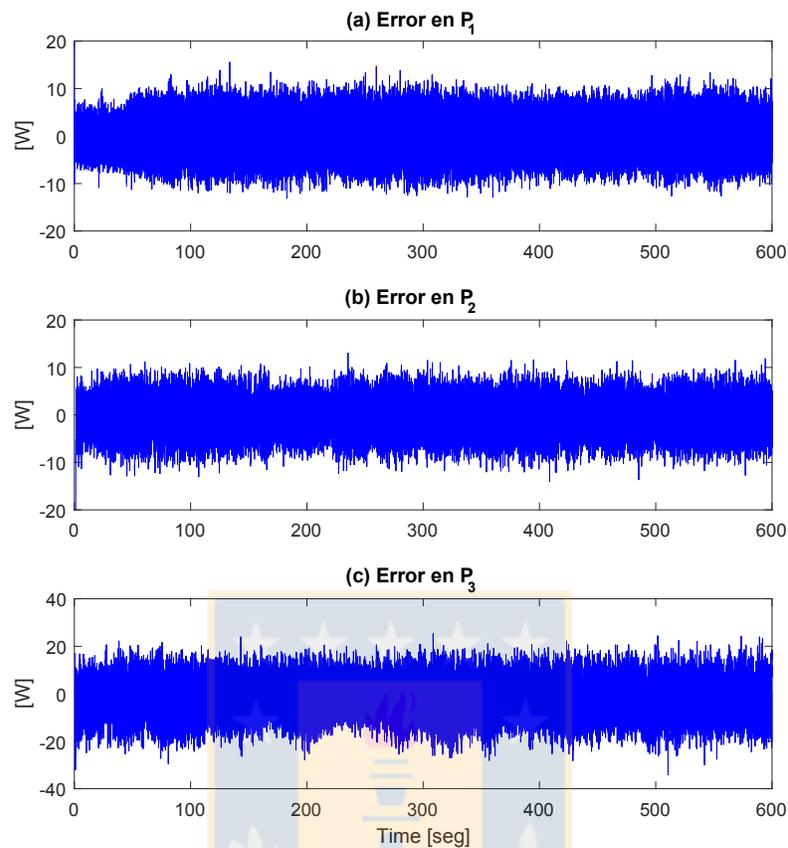


Figura 5.35: Error entre la referencia de potencia y la potencia activa en la salida de los VSI's. (a) Error de la potencia del VSI 1. (b) Error de la potencia del VSI 2. (c) Error de la potencia del VSI 3 [Fuente: elaboración propia].

En la figura 5.36 se muestra la potencia reactiva de los VSI's. La potencia reactiva varía en función de la tensión que es impuesta en el PCC por los inversores. Cuando el sistema no está suministrando potencia activa al rectificador no controlado de 18 pulsos, la potencia reactiva es inicialmente 900 VAR. Cuando el sistema comienza a transferir potencia activa la potencia reactiva se incrementa a unos 1100 VAR capacitivos.

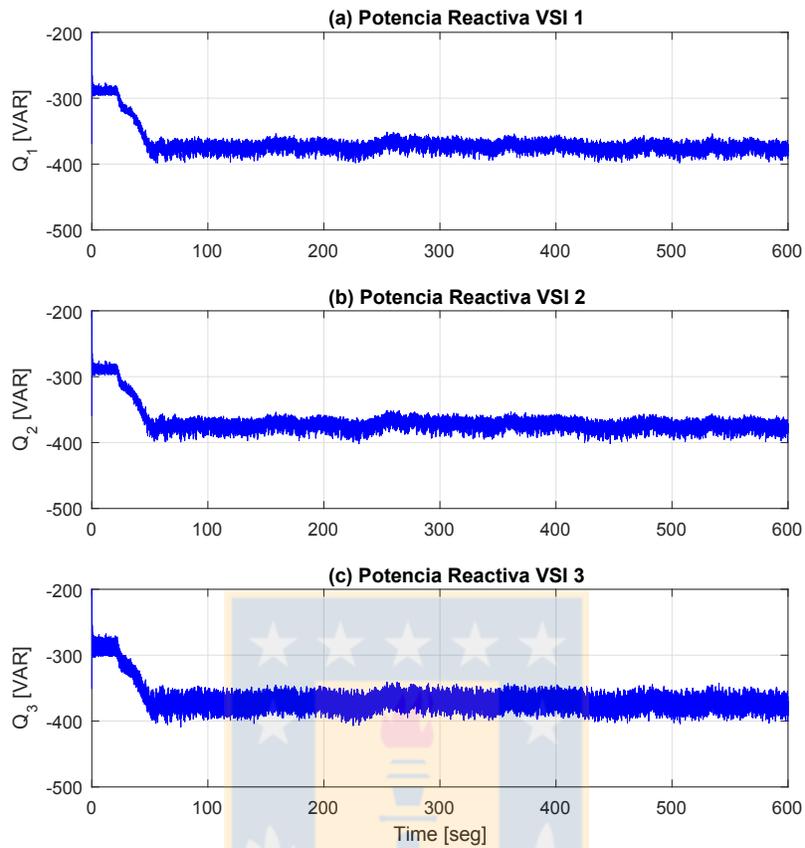


Figura 5.36: Potencia reactiva de los inversores para un perfil variable en potencia. (a) Potencia reactiva VSI 1. (b) Potencia reactiva VSI 2. (c) Potencia reactiva VSI 3 [Fuente: elaboración propia].

6. Conclusiones

6.1. Conclusiones

El presente trabajo de tesis ha desarrollado y validado una estrategia de control para transferir potencia activa ya sea desde sistemas fotovoltaicos de una sola etapa o desde sistemas eólicos usando convertidores VSI en configuración back-to-back o una combinación de ellos. Esta transferencia de potencia a la red se realiza a través de un enlace HVDC que emplea en la entrada un rectificador no controlado. Se verifica que para poder transferir potencia activa por el enlace HVDC la única forma es modificando la amplitud de la tensión de la red AC que forman los inversores de los sistemas de generación fotovoltaicos/eólicos, mientras que la distribución de la potencia reactiva se logra variando la referencia de frecuencia de los VSI's.

Lo primero que se verifica es la dependencia de la tensión con la componente de corriente en eje directo y la dependencia de la frecuencia con la componente de corriente en cuadratura que aparecen en el desarrollo de las ecuaciones del VSI de salida. Esta dependencia se observa en la prueba experimental de los controladores de corriente en ejes dq y de la tensión en el eje d (V_d), realizada a VSI's.

Además se verifica la partida del VSI mediante una rampa de tensión y frecuencia, en donde se observa que los controladores de tensión y frecuencia, siguen la referencia impuesta hasta los valores nominales de tensión y frecuencia de referencia. Para verificar la respuesta del controlador de tensión y frecuencia de una unidad inversora, se aplica el impacto de una carga resistiva en el lado PCC, acá se observa que la tensión disminuye durante unos mili-segundos para recuperarse nuevamente a valores normales previos al impacto de la carga. En esta misma prueba se observa que la frecuencia se ve ligeramente modificada durante el impacto de la carga pero el controlador de frecuencia es capaz de restablecer la frecuencia de referencia.

Como en un sistema real se tienen muchos inversores conectados a un PCC, se verifica el funcionamiento para un sistema compuesto por tres VSI's conectados a un PCC, en este sistema cada uno de los VSI's de salida tiene una curva ($P - V$) y ($Q - f$) independiente. La primera prueba realizada para este sistema fue la partida mediante una rampa, la cual es capaz de llevar el sistema a los valores nominales en el PCC. Como el sistema de inversores esta conectado a un

rectificador no controlado que emula a un sistema de transmisión en corriente continua, en este sistema la potencia reactiva que consume el transformador depende de la demanda de potencia activa transferida. Se verifica el funcionamiento del sistema al momento de conectar un banco de capacitores, los cuales tienen como propósito suministrar la potencia reactiva del transformador. Aquí se observa que la frecuencia se ve mucho más afectada dependiendo del tamaño del banco de capacitores. Esto se podría solucionar realizando un control más dinámico del tamaño del banco de capacitores a conectar. Este banco de capacitores debe ser conectado dependiendo de la potencia reactiva que necesite el sistema. Como el sistema tiene como propósito transferir potencia activa a través del enlace HVDC mediante el aumento de la tensión en el PCC, se verifica que desplazando la recta ($P - V$) es posible modificar las referencias de potencia en los VSI's de salida. De manera práctica y en simulación se probaron referencias de tipo escalón. En ambos sistemas se observó que el control es capaz de imponer la referencia de potencia.

Se verifica también para un sistema fotovoltaico, la transferencia de la potencia óptima de estos ante cambios en la irradiancia y temperatura de los paneles solares (perfil solar variable), de forma práctica esto se realizó con un emulador solar en donde el control usado en simulación y experimental fue el algoritmo de P&O. Como de forma real tanto la irradiancia como el viento cambian constantemente, se verifica la respuesta del sistema para cambios en tiempo real de la referencia de potencia, en donde la referencia de potencia utilizada provino de un modelo de perfil de viento de una turbina eólica real. Tanto en simulación como experimentalmente el sistema propuesto es capaz de seguir las referencias de potencias impuestas.

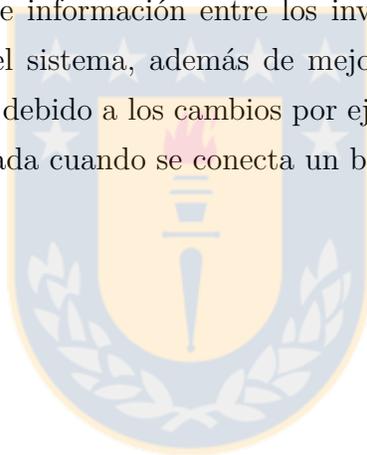
En todas las pruebas anteriores se verifica que para transferir la potencia por el enlace HVDC es necesario variar la tensión en el PCC, en donde el aumento de la tensión en el PCC produce una transferencia de potencia por el enlace HVDC. Esto se observa de forma práctica cuando al aplicar los escalones de potencia la tensión del enlace DC del sistema emulador HVDC aumenta ligeramente.

Se puede concluir de lo anterior que es posible la transferencia de potencia mediante el uso de curvas de estatismo variable. Con este método se tiene que la potencia activa es dependiente de la tensión (estatismo ($P - V$)), razón por la cual la potencia es controlada por las componentes de corriente en el eje d de los inversores. Esto fue verificado mediante simulación y de forma experimental. Al desplazar la curva de estatismo se modifica la tensión de referencia la cual es controlada por la componente de corriente en eje directo. También se verifica que mediante el uso de curvas de estatismo del tipo ($Q - f$) que la potencia reactiva presente en el sistema se puede distribuir entre los VSI's.

La estrategia de control fue comprobada mediante la simulación de un sistema de 1000 MVA, en el cual se obtuvieron resultados satisfactorios, ya sea siguiendo el MPP de un sistema solar y mediante el seguimiento de referencias de potencia o perfiles de potencia de un sistema eólico. Además mediante el prototipo experimental de baja potencia de 3 kVA, se verifica que el sistema también es capaz de seguir el MPP en este caso de un emulador solar y también seguir las referencias de potencia provenientes de un perfil de viento.

6.2. Trabajo futuro

Dentro del trabajo futuro está el realizar un análisis de la estabilidad, ver qué factores influyen en esta y cuales otros métodos de control pueden hacer más robusto al sistema. Estudiar si es necesario el intercambio de información entre los inversores de salida con respecto a la potencia reactiva que toman del sistema, además de mejora el cambio de los parámetros de control de forma dinámica, esto debido a los cambios por ejemplo en la capacitancia que exista en el PCC la cual se ve modificada cuando se conecta un banco de capacitores.



A. Transformaciones de los sistemas de referencia

En esta sección se muestran las transformaciones empleadas para realizar los cambios desde el sistema de referencia trifásico al sistema de referencia estacionario.

Para transformar de un sistema de referencia trifásico abc , a un sistema de referencia estacionario bifásico, $\alpha\beta$, las transformaciones usadas son.

Para las tensiones:

$$V_\alpha = V_a - \frac{1}{2}(V_b + V_c) \quad (\text{A.1})$$

$$V_\beta = \frac{\sqrt{3}}{2}(V_b - V_c)$$

Para las corrientes:

$$I_\alpha = I_a - \frac{1}{2}(I_b + I_c) \quad (\text{A.2})$$

$$I_\beta = \frac{\sqrt{3}}{2}(I_b - I_c)$$

Para transformar desde el sistema de referencia estacionario bifásico, $\alpha\beta$, a un sistema de referencia rotatorio dq , las transformaciones usadas para las tensiones son:

$$V_d = K(V_\alpha \cos(\theta) + V_\beta \sin(\theta)) \quad (\text{A.3})$$

$$V_q = K(V_\beta \cos(\theta) - V_\alpha \sin(\theta))$$

Para las corrientes son:

$$I_d = K(I_\alpha \cos(\theta) + I_\beta \sin(\theta)) \quad (\text{A.4})$$

$$I_q = K(I_\beta \cos(\theta) - I_\alpha \sin(\theta))$$

La constante K se utiliza para que las variables en ejes dq sean escaladas para tener la misma amplitud que las cantidades por fase RMS. En esta tesis el factor K usado es $K = \frac{2}{3\sqrt{2}}$.

B. Registros de comunicación entre la DSP y la FPGA

Para poder leer y escribir desde la DSP a la FPGA se tienen los siguientes registros.

DPR0 0xA0000000;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	PPD															
Write	PPD															
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	PRS	PEN		TPI	ADM	ZFR			PWR	0	RTR	MEN	SMD	SMC	PWI	PWT
Write	PRS	PEN		TPI	ADM	ZFR			PWR	AST			SMD	SMC	PWI	PWT

PPD	PWM_PERIOD	0xFFFF – (desired time - 1 clock cycle)
PRS	PWM_RESET	Active High
PEN	PWM_ENABLE	Active High
PFL	PWM_FIFO_LEVEL	
PWR	Power on reset	Active low - temporary
CIP	Current Direction Input Polarity:	0 = Active Low, 1 = Active High
ZFR	Encoder zero pulse polarity:	0 = reset on rising edge, 1 – reset on falling edge
ADM	A2D multiplex	0 = software driven 1=pwm interrupt driven.
AST	A2D Converter Start	Active High
PWT	Señal de trip PWM, si se coloca a cero inhabilita los PWMs (todos quedan en cero si la señal PWI está en cero). Además la señal se envía, a través del terminal D del 26c31, a la interfaz del 584.	
PWI	En cero PWM normal. En uno invierten todas las salidas de los PWMs A,B,C	
TPI	Trip invert, en uno se envía un uno como señal de Trip a la interfaz 584S. En cero se envía un cero como señal de Trip.	
RTR	Reset trip button state	Active low
MEN	Enable button state	

DPR1 0xA0000100; (PWM-1) //PWM para Inversor 1

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	ABY															
Write	PVE													A	B	C
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	UI7	UI6	UI5	UI4	UI3	UI2	UI1	UI0	CIND	CINC	CINB	CINA	PFU	PEM	PAE	PAF
Write	PVT															

PVE	PWM_VECTOR	
PVT	PWM_VECTOR_TIME	de 16bits (en escritura)
Estos registros que siguen son de lectura		
PAF	PWM_FIFO_Almost Full	No. of words in FIFO > 250, Active High
PAE	PWM_FIFO_Almost Empty	No. of words in FIFO < 2, Active High
PEM	PWM_FIFO_EMPTY	Active High
PFU	PWM_FIFO_FULL	Active High
CINA	Current Direction Input, PhaseA	Active High
CINB	Current Direction Input, PhaseB	Active High
CINC	Current Direction Input, PhaseC	Active High
CIND	Current Direction Input, PhaseD	Active High
ABY	A2D converters Busy	1 = Busy

UI1-7	User input 1 to 7	
A	Señal de PWM enviada a la pierna A. 1, cierra el transistor de arriba, cero el otro.	
B	Señal de PWM enviada a la pierna B. 1, cierra el transistor de arriba, cero el otro.	
C	Señal de PWM enviada a la pierna C. 1, cierra el transistor de arriba, cero el otro.	

DPR2 0xA000200;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read			T3										T2			
Write			T3										T2			
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read							T1									
Write							T1									

T1 First delay timer register for 4-step current commutation
T2 Second delay timer register for 4-step current commutation
T3 Third delay timer register for 4-step current commutation

DPR3 0xA000300;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	AD1															
Write																
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	AD0															
Write																

DPR4 0xA000400;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	AD3															
Write																
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	AD2															
Write																

AD2 A2D Data, Channel 2
AD3 A2D Data, Channel 3

DPR5 0xA000500;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	AD5															
Write																
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	AD4															
Write																

AD4 A2D Data, Channel 4
AD5 A2D Data, Channel 5

DPR6 0xA000600;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	AD7															
Write																

	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	AD6															
Write																

AD6 A2D Data, Channel 6
 AD7 A2D Data, Channel 7

DPR7 0xA000700;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	AD9															
Write																

	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	AD8															
Write																

AD8 A2D Data, Channel 8
 AD9 A2D Data, Channel 9

DPR8 0xA000800;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read									HT15	HT14	HT13	HT12	HT11	HT10	HT9	HT8
Write																

	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	HT7	HT6	HT5	HT4	HT3	HT2	HT1	HT0	ST7	ST6	ST5	ST4	ST3	ST2	ST1	ST0
Write									ST7	ST6	ST5	ST4	ST3	ST2	ST1	ST0

- | | | |
|------------|---------------------|-------------|
| ST0 – ST7 | Software Trip | Active High |
| HT0 – HT23 | Hardware Trip | Active High |
| HT0 | PWM FIFO empty trip | |
| HT1 | Watchdog Trip | |
| HT2 | Channel 0 trip | |
| HT3 | Channel 1 trip | |
| HT4 | Channel 2 trip | |
| HT5 | Channel 3 trip | |
| HT6 | Channel 4 trip | |
| HT7 | Channel 5 trip | |
| HT8 | Channel 6 trip | |
| HT9 | Channel 7 trip | |
| HT10 | Channel 8 trip | |
| HT11 | Channel 9a trip | |
| HT12 | Channel 9b trip | |
| HT13 | Clamp over stress | |
| HT14 | Clamp Trip | |
| HT15 | PWM FIFO Full | |
| HT22 ? | External trip ? | |
| HT23 ? | | |

DPR9 0xA000900;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	U03	U02	U01	U00											WEN	0
Write	U03	U02	U01	U00											WEN	WSR
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	W_PERIOD															
Write	W_PERIOD															

W_PERIOD Watchdog Period Register Period = 0xFFFF - W_PERIOD
 WSR Watchdog Service Active High
 WEN Watchdog Enable Active High
 User Input 1 Active High

DPR10 0xA000A00;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	
Read															Address		
Write															A2	A1	A0
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0	
Read	Command				Wiper Select				Wiper Data								
Write		TX	NV	V			R1	R0	D7	D6	D5	D4	D3	D2	D1	D0	

I²C interface for MAX5477/8/9 Digital Potentiometers

DPR11 0xA000B00;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	DTD								UTD							
Write	DTD								UTD							
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	CTT															
Write	CTT															

CTT Clamp trip time sets counter trip level based on counter divisors below
 UTD Up time divider Sets Up counter period = FPGA clock period / UTD+1
 DTD Down time divider Sets down counter period = FPGA clock period / DTD+1

DPR12 0xA000C00;

	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16
Read	TE23	TE22	TE21	TE20	TE19	TE18	TE17	TE16	TE15	TE14	TE13	TE12	TE11	TE10	TE9	TE8
Write	TE23	TE22	TE21	TE20	TE19	TE18	TE17	TE16	TE15	TE14	TE13	TE12	TE11	TE10	TE9	TE8
	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	0
Read	TE7	TE6	TE5	TE4	TE3	TE2	TE1	TE0								
Write	TE7	TE6	TE5	TE4	TE3	TE2	TE1	TE0								

TE = trip enable, number = hardware trip channel, 0 = enable, 1 = disabled

C. Diseño de los controladores

C.1. Controlador de corriente

El diagrama de bloques para el control de las corrientes en ejes dq se muestra en la figura C.1, incluye el retardo de un tiempo de muestreo que es introducido por el sistema digital, la planta análoga se discretiza con un retentor de orden cero.

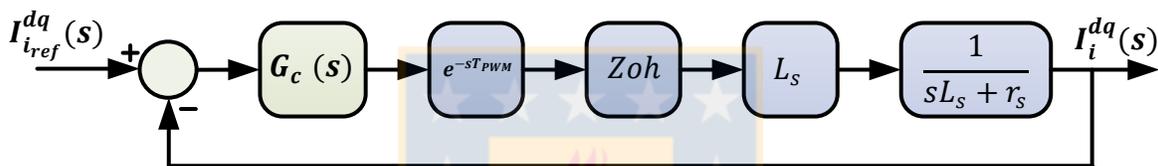


Figura C.1: Diagrama de bloques para el control de las corrientes en eje dq [Fuente: elaboración propia].

Para el diseño del controlador de corriente, se consideraron los parámetros del filtro inductivo mostrados en la 5.3. En el diseño del controlador PI se consideran los siguientes criterios para la respuesta en lazo cerrado.

Tabla C.1: Criterio de diseño para el control de Corrientes I_{dq}

Criterio de diseño	
Tiempo de establecimiento	<10 ms
Sobrepaso	<10 %
Error en estado estacionario	0
Tiempo de muestreo	200 μs

El LGR de los polos del sistema en lazo cerrado se muestra en la figura C.2.

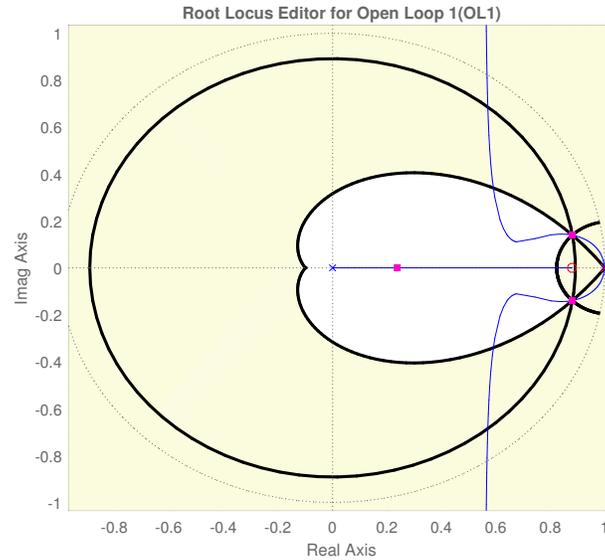


Figura C.2: LGR para el control de las corrientes en ejes dq [Fuente: elaboración propia].

La función de transferencia del controlador que cumple los requisitos de diseño es la siguiente.

$$G_{ci}(s) = 1006.5 \frac{(z - 0.86327)}{(z - 1)} \quad (C.1)$$

C.2. Controlador de tensión

El diagrama de bloques para el control de la tensión se muestra en la figura C.3, incluye el retardo de un tiempo de muestreo que es introducido por el sistema digital, la planta análoga se discretiza con un retenor de orden cero.

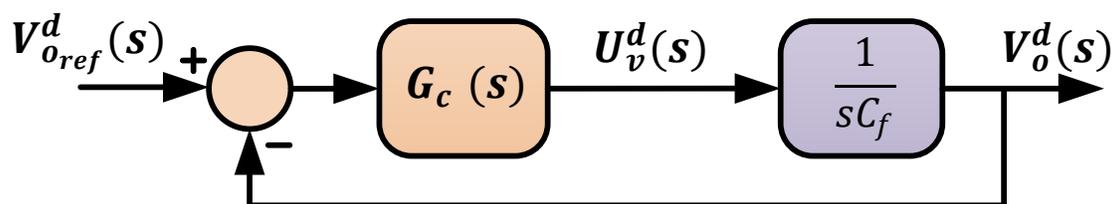


Figura C.3: Diagrama de bloques para el control de la tensión en el eje d [Fuente: elaboración propia].

Para el control de la tensión V_d se considera un controlador PI con el fin de tener cero error en estado estacionario, dado que la planta no es un integrador puro ya que el capacitor de filtro tiene de forma interna una resistencia serie en la realidad. Los criterios para la respuesta en lazo cerrado del control de tensión son los siguientes.

Tabla C.2: Criterio de diseño para el control de la tensión V_d

Criterio de diseño		
Tiempo de establecimiento	<100	ms
Sobrepaso	<10	%
Error en estado estacionario	0	
Tiempo de muestreo	200	μs

El LGR de los polos del sistema en lazo cerrado se muestra en la figura C.4.

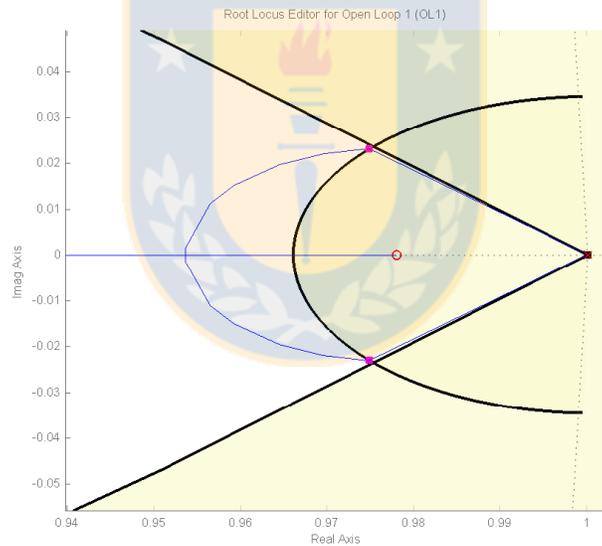


Figura C.4: LGR para el control de la tensión en el eje d [Fuente: elaboración propia].

La función de transferencia del controlador.

$$G_{cv}(s) = 86.556 \frac{(z - 0.978346)}{(z - 1)} \quad (C.2)$$

D. Hardware adicional

D.1. Circuito Inversor DC/AC

El inversor esta formado por dos tarjetas modulares tipo puente H, estas tarjetas se pueden conectar sus enlaces DC en paralelo, de esta forma podemos tener salidas ya sea monofásicas, trifásicas o mas fases en la salida.

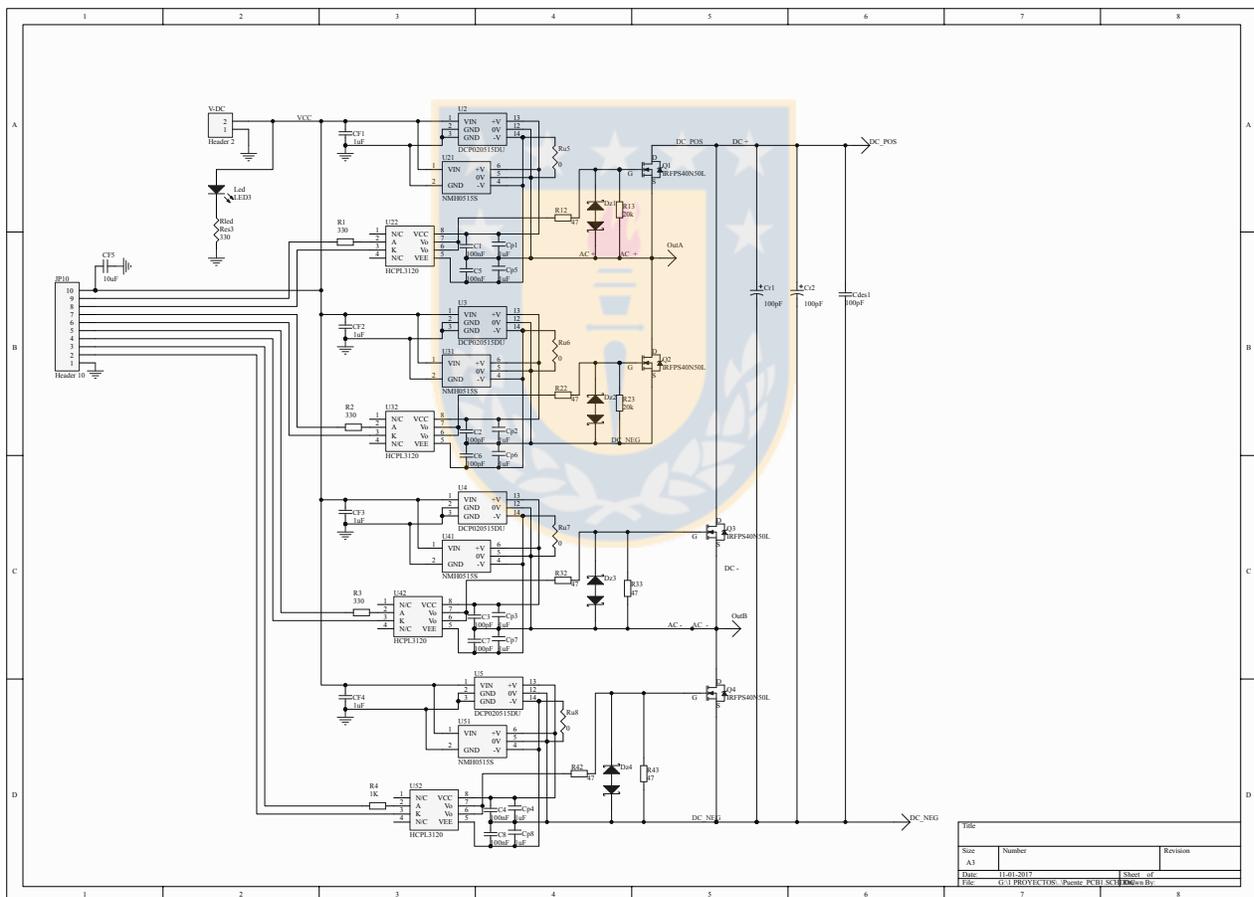


Figura D.1: Esquema con los circuitos de disparo del inversor.

D.2. Circuito de la tarjeta de medición de corrientes

Cada una de estas tarjetas esta formada por cuatro sensores LA-55P/SP1, el circuito se muestra en la figura D.2.

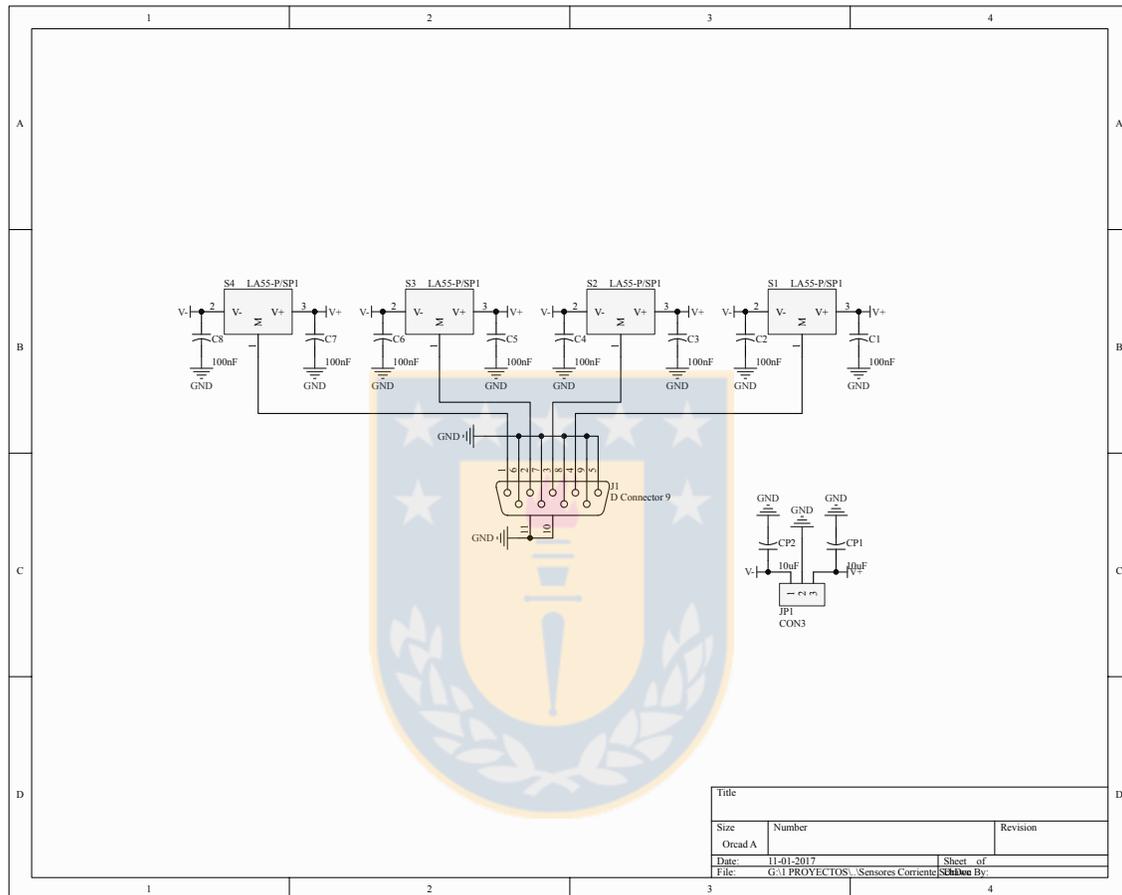


Figura D.2: Esquema de la tarjeta de medición de corrientes.

D.3. Circuito de la tarjeta de medición de tensiones

Esta tarjeta esta formada por cuatro sensores LV25P, el circuito se muestra en la figura D.3.

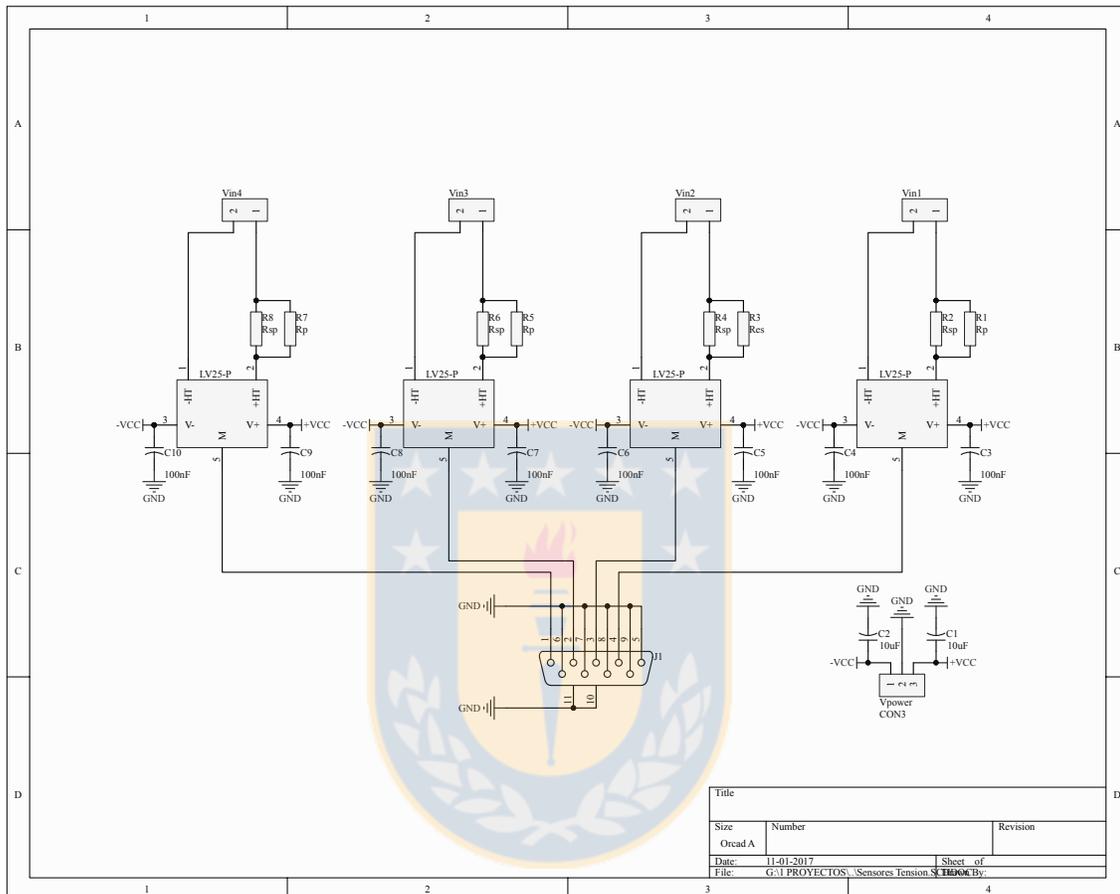


Figura D.3: Esquema de la tarjeta de medición de tensiones.

D.4. Circuito acondicionador de las señales

Este circuito tiene por finalidad acondicionar las señales provenientes de las tarjetas de medición de tensiones y corrientes. Este circuito emplea una ADC de 14 bits LTC1407 de Linear Technology, la tensión de entrada de este ADC está entre 0-2.5V y cada una de las tarjetas acondicionadoras de señales posee 10 canales A/D. En la figura se muestra el circuito acondicionador de señales.

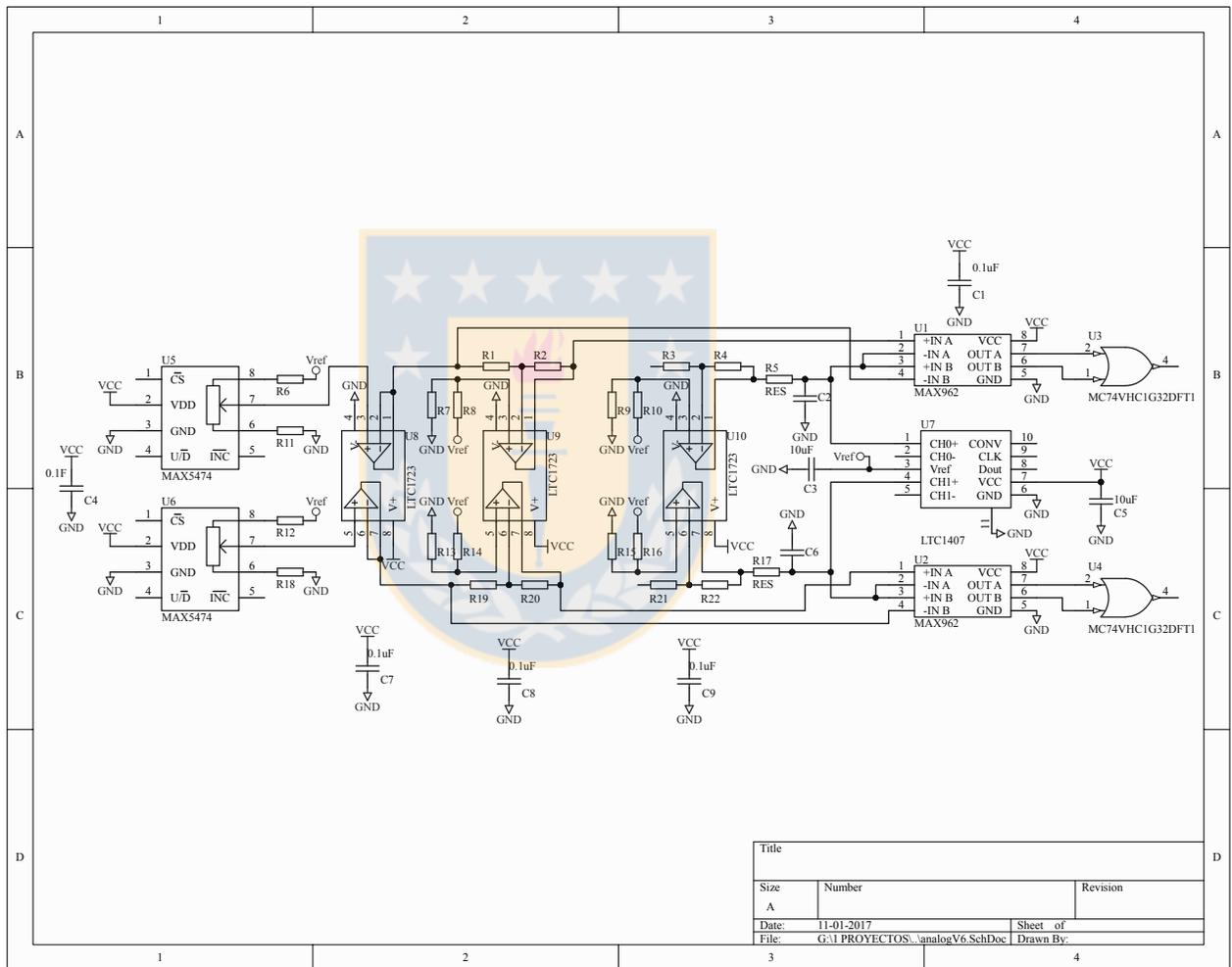


Figura D.4: Circuito de acondicionamiento de las señales analógicas en la FPGA.

El escalamiento que realiza el circuito de operacionales es desde los $\pm 5[V]$ al rango de $0 - 2.5[V]$, esto se realiza mediante la siguiente función.

$$V_{out} = -0.25V_{in} + 1.25 \quad (D.1)$$

D.5. Circuito transmisor y receptor de las señales PWM por fibra óptica

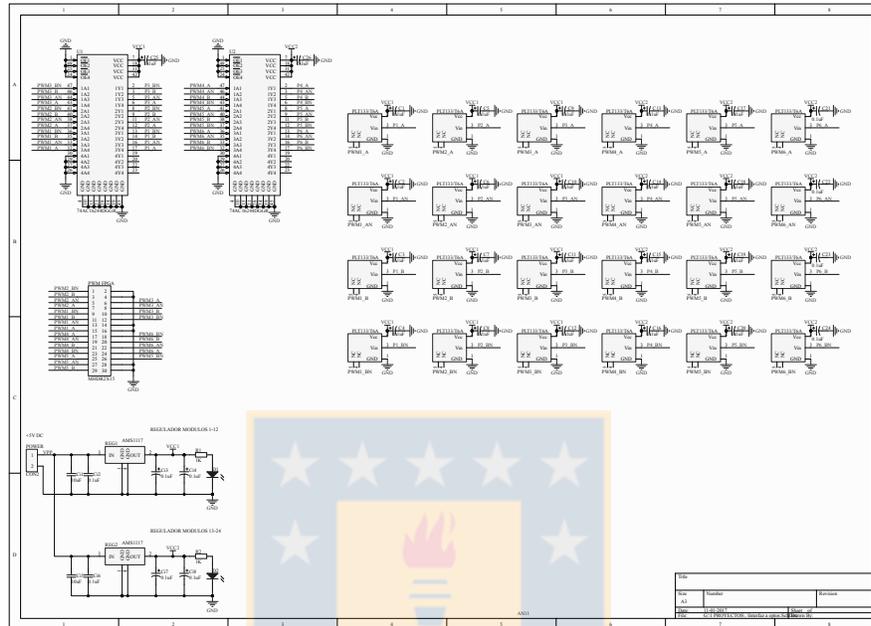


Figura D.5: Circuito transmisor de las señales PWM por fibra óptica.

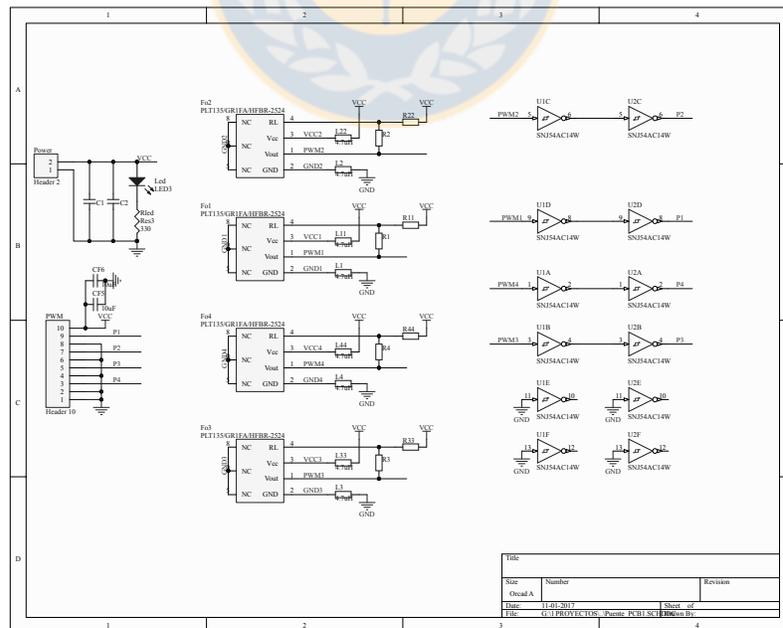


Figura D.6: Circuito receptor de las señales PWM por fibra óptica.

Bibliografía

- [1] J. Alfonso-Gil, F. Gimeno-Sales, S. Segui-Chilet, S. Orts, J. Calvo, and V. Fuster, “New optimization in photovoltaic installations with energy balance with the three-phase utility,” in *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005.*, vol. 3. IEEE, 2005, pp. 981–987.
- [2] G. M. Dousoky, E. M. Ahmed, and M. Shoyama, “Mppt schemes for single-stage three-phase grid-connected photovoltaic voltage-source inverters,” in *Industrial Technology (ICIT), 2013 IEEE International Conference on.* IEEE, 2013, pp. 600–605.
- [3] M. Liserre, R. Cardenas, M. Molinas, and J. Rodriguez, “Overview of multi-mw wind turbines and wind parks,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 4, pp. 1081–1095, 2011.
- [4] R. Ibrahim, M. Hamad, Y. Dessouky, and B. Williams, “A review on recent low voltage ride-through solutions for pmsg wind turbine,” in *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2012 International Symposium on.* IEEE, 2012, pp. 265–270.
- [5] J. M. Carrasco, L. G. Franquelo, J. T. Bialasiewicz, E. Galván, R. P. Guisado, M. A. Prats, J. I. León, and N. Moreno-Alfonso, “Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 53, no. 4, pp. 1002–1016, 2006.
- [6] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. de Vicuna, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop controlled ac and dc microgrids a general approach toward standardization,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [7] R. Rudervall, J. Charpentier, and R. Sharma, “High voltage direct current (hvdc) transmission systems technology review paper,” *Energy week*, vol. 2000, p. 2, 2000.

- [8] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, “Vsc-based hvdc power transmission systems: an overview,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 592–602, 2009.
- [9] R. Blasco-Gimenez, S. Añó-Villalba, J. Rodríguez-D’erlée, F. Morant, and S. Bernal, “Voltage and frequency control of sg based wind farms with uncontrolled hvdc rectifier,” in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*. IEEE, 2010, pp. 2499–2504.
- [10] S. Blasco-Gimenez, R. and. Ano Villalba, J. Rodriguez, F. Morant, and S. Bernal, “Uncontrolled rectifiers for hvdc connection of large off-shore wind farms,” in *Power Electronics and Applications, 2009. EPE’09. 13th European Conference on*. IEEE, 2009, pp. 1–8.
- [11] P. M. et al., “Second generation dc grid access for large scale offshore wind farms,” in *in 14th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Brussels, 2015*,. IEEE, 2015, pp. 1–6.
- [12] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind energy handbook*. John Wiley & Sons, 2011.
- [13] J. Arrillaga, Y. H. Liu, and N. R. Watson, *Flexible power transmission: the HVDC options*. John Wiley & Sons, 2007.
- [14] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, “The abcs of hvdc transmission technologies,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 5, no. 2, pp. 32–44, 2007.
- [15] E. E. P. I. Association *et al.*, “Global market outlook for photovoltaics 2014-2018,” *EPIA report*. *Disponível em: <http://www.epia.org/home>*, 2014.
- [16] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, “Power inverter topologies for photovoltaic modules-a review,” in *Industry Applications Conference, 2002. 37th IAS Annual Meeting. Conference Record of the*, vol. 2. IEEE, 2002, pp. 782–788.
- [17] M. A. Abella and F. Chento, “Choosing the right inverter for grid-connected pv systems,” *Renewable Energy World*, vol. 7, no. 2, pp. 132–147, 2004.
- [18] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. W. Bindner, P. E. Sørensen, and B. Bak-Jensen, *Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines*, 2002.

- [19] N. Orlando, M. Liserre, V. Monopoli, R. Mastromauro, and A. Dell'Aquila, "Comparison of power converter topologies for permanent magnet small wind turbine system," in *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*. IEEE, 2008, pp. 2359–2364.
- [20] R. Cárdenas, R. Peña, G. Tobar, J. Clare, P. Wheeler, and G. Asher, "Stability analysis of a wind energy conversion system based on a doubly fed induction generator fed by a matrix converter," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 10, pp. 4194–4206, 2009.
- [21] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation," *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, vol. 143, no. 3, pp. 231–241, 1996.
- [22] K. Lee, K. Jung, Y. Suh, C. Kim, H. Yoo, and S. Park, "Comparison of high power semiconductor devices losses in 5mw pmsg mv wind turbines," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2014 Twenty-Ninth Annual IEEE*. IEEE, 2014, pp. 2511–2518.
- [23] T. Ackermann *et al.*, *Wind power in power systems*. Wiley Online Library, 2005, vol. 140.
- [24] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, and S.-J. Lee, *HVDC transmission: power conversion applications in power systems*. John Wiley & Sons, 2009.
- [25] L. Carlsson, "Hvdc: un cortafuegos contra las perturbaciones," *Revista ABB*, no. 3, pp. 42–46, 2005.
- [26] M. Sathyajith, *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Springer, 2006.
- [27] F. Fein and B. Orlik, "Dual hvdc system with line-and self-commutated converters for grid connection of offshore wind farms," in *Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 2013 International Conference on*. IEEE, 2013, pp. 280–285.
- [28] R. Blasco-Gimenez, N. Aparicio, S. Ano-Villalba, and S. Bernal-Perez, "Connection of off-shore wind farms using a diode based hvdc link with reduced filter banks," in *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2012 3rd IEEE International Symposium on*. IEEE, 2012, pp. 745–750.

- [29] Y.-R. Mohamed and E. F. El-Saadany, "Adaptive decentralized droop controller to preserve power sharing stability of paralleled inverters in distributed generation microgrids," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 6, pp. 2806–2816, 2008.
- [30] R. Boel, B. De Schutter, G. Nijse, J. Schumacher, and J. van Schuppen, "Approaches to modelling, analysis and control of hybrid systems," *Journal a*, vol. 40, no. 4, pp. 16–27, 1999.
- [31] F. Luo, Y. Lai, C. Tse, and K. Loo, "A triple-droop control scheme for inverter-based microgrids," in *IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2012, pp. 3368–3375.
- [32] J. Zhang, Z. Chen, and M. Cheng, "Design and comparison of a novel stator interior permanent magnet generator for direct-drive wind turbines," *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 4, pp. 203–210, 2007.
- [33] J. Zhang, M. Cheng, and Z. Chen, "A novel stator interior permanent magnet generator for direct-drive wind turbines," in *Electrical Machines and Systems, 2007. ICEMS. International Conference on*. IEEE, 2007, pp. 723–728.
- [34] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [35] R. Blasco-Gimenez, S. Ano-Villalba, J. Rodriguez, V. Aldana, A. Correcher, F. Morant, and E. Quiles, "Variable voltage off-shore distribution network for wind farms based on synchronous generators," in *Electricity Distribution-Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*. IET, 2009, pp. 1–4.
- [36] R. Blasco-Gimenez, S. Ano-Villalba, J. Rodriguez-D'Erlee, F. Morant, and S. Bernal-Perez, "Distributed voltage and frequency control of offshore wind farms connected with a diode-based hvdc link," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 12, pp. 3095–3105, 2010.
- [37] R. Blasco-Gimenez, S. Ano-Villalba, J. Rodriguez-D'Erlee, S. Bernal-Perez, and F. Morant, "Diode-based hvdc link for the connection of large offshore wind farms," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 2, pp. 615–626, 2011.
- [38] R. H. Lasseter, "Microgrids," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, vol. 1. IEEE, 2002, pp. 305–308.

- [39] F. Luo, Y.-M. Lai, K. Loo, C. K. Tse, and X. Ruan, “A generalized droop-control scheme for decentralized control of inverter-interfaced microgrids,” in *Circuits and Systems (ISCAS), 2013 IEEE International Symposium on*. IEEE, 2013, pp. 1320–1323.
- [40] C. Ahumada, “Diseño de estrategias de control predictivas para microrredes mediante curvas de estatismo,” Ph.D. dissertation, Tesis de Magister, Dep. de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013.
- [41] Magna-Power, “Manual sl series 1.5 kw to 6 kw,” *Magna-Power* <http://www.magna-power.com/products/programmable-dc-power-supplies/sl-series>, 2015.

