



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

# Integración Híbrida Multipunto en el Sistema Eléctrico de grandes Parques Eólicos Marinos a través de Redes de Alta Tensión en Continua

Tesis doctoral

Soledad I. Bernal Pérez

Directores:

Salvador C. Añó Villalba  
Ramón Blasco Giménez

Valencia, Noviembre 2015



A mi familia



# Agradecimientos

Este es el inicio de una tesis, fruto de un intenso trabajo desarrollado a lo largo de varios años. No obstante es la parte que escribo en último lugar, permitiéndome dirigir la mirada hacia las personas que me han acompañado en la dura tarea que culmina con este documento.

Deseo agradecer en primer lugar a Ramón Blasco el haber iniciado la línea de investigación sobre la cual se ha desarrollado la tesis, su orientación y consejos, su visión amplia de la industria y la tecnología, sus correcciones respetuosas, sus opiniones siempre constructivas.

A los investigadores con los que comparto y he compartido proyectos. En especial a Johel Rodríguez, por finalizar su tesis en el punto donde esta comienza, y por su amistad.

A mis hermanos por compartir conmigo las ganas de aprender y disfrutar estudiando.

A mis padres, por crear un hogar lleno de cariño, entorno propicio para el desarrollo intelectual. Por transmitir el espíritu de esfuerzo y superación con su mismo ejemplo. Por ser una guía de conducta y honradez. Y por seguir siendo el hombro donde descansar cuando los avatares de la vida fatigan el espíritu.

Y finalmente a Salvador Añó. Por ayudarme desde dentro, facilitándome el avance en el conocimiento de las distintas materias que confluyen en esta tesis. Por mantener unas exigencias elevadas, para que finalmente el trabajo resultante enorgullezca. Y sobre todo por ayudarme desde fuera, compartiendo conmigo estos años de esfuerzo, a la vez que disfrutando de la familia que juntos hemos formado.

Gracias a todos.

Soledad I. Bernal Pérez  
Valencia, Noviembre 2015



# Resumen

Debido a los objetivos recientes de generación de energía a través de fuentes renovables, se ha producido un aumento de la potencia eólica de los parques marinos, tanto instalada como en proyecto. Estas instalaciones están localizadas en zonas geográficas particularmente favorables, como las del Mar del Norte, debido a la proximidad de la costa y la escasa profundidad de sus aguas.

La evacuación de la energía de los parques eólicos marinos a las redes de transporte se convierte en un reto tecnológico buscando instalaciones fiables y robustas. Para distancias a la costa de más de 60 km, la opción más económica ha resultado ser las líneas de alta tensión en continua (HVDC). La opción que cuenta con más experiencia son los convertidores conmutados por red (LCC), aunque actualmente ganan terreno los convertidores de conmutación forzada, controlados por fuente de tensión (VSC). Pero éstas no son las únicas alternativas.

Considerando los aerogeneradores que conforman el parque eólico y su conexión al enlace HVDC de forma conjunta, se pueden establecer estrategias de control que permitan el uso de otros tipos de convertidores, como son los rectificadores no-controlados con puentes de diodos (DR). Algunas de las ventajas del uso de este tipo de convertidor son la disminución en las pérdidas de conducción, la reducción en los costes de instalación y el aumento en la fiabilidad. Esta solución teórica verá pronto la luz en el mercado de la mano de la empresa SIEMENS, quien ya ha anunciado que las primeras unidades se pondrán a la venta en el año 2016.

Las redes HVDC se están haciendo cada vez más extensas y es necesaria la interconexión de más de dos puntos surgiendo de forma natural los sistemas multipunto, más flexibles y fiables. Las instalaciones actualmente diseñadas están utilizando convertidores VSC. No obstante si se pretende extender estas redes conectándolas con puntos ya en servicio es necesario considerar los sistemas multipunto híbridos, donde convivan varias tecnologías.

En la presente tesis se propone un sistema híbrido HVDC-DR-VSC para el conexionado de plantas eólicas marinas (enlace punto-a-punto), así como el conexionado de estaciones HVDC-DR a redes HVDC multipunto. Para ello se han descrito y

---

modelado los componentes de ambos sistemas y se han propuesto estrategias de control para su correcto funcionamiento, tanto en régimen permanente como transitorio. También se han propuesto protecciones contra cortocircuitos, tanto en la red marina como en la red terrestre de transporte, o en el enlace HVDC. Los modelos y las estrategias de control se han validado mediante simulación con PSCAD y con los correspondientes análisis de estabilidad en pequeña señal.

Tras todos los estudios realizados se puede concluir que el sistema multipunto híbrido propuesto es robusto y estable, capaz de integrarse en las redes de transporte ofreciendo funciones de soporte y posibilitando una reducción en los costes de las instalaciones eólicas marinas tradicionales. En el reparto de las corrientes entre los convertidores VSC que controlan la tensión continua se han utilizado criterios de optimización que minimizan las pérdidas en los cables submarinos. El cálculo se ha extendido al caso de una red de  $n$  terminales, tanto para la configuración radial como mallada. En el caso radial el control mantiene el reparto óptimo sin necesidad de comunicaciones entre los terminales, aún cambiando el punto de funcionamiento.

Los resultados obtenidos utilizando aerogeneradores con máquina síncrona de imanes permanentes se pueden extender a aerogeneradores de velocidad variable con convertidores de plena potencia, los denominados Tipo 4.

**Palabras Clave:** Enlace HVDC punto-a-punto, Enlace HVDC multipunto, Parque eólico marino, Generación de energía eólica, Transmisión de potencia, Convertidor DR, Convertidor de fuente de tensión VSC.

# Resum

A causa dels objectius recents de generació d'energia a través de fonts renovables, s'ha produït un augment de la potència eòlica dels parcs marins, tant de la potència instal·lada com de la que està en projecte. Aquestes instal·lacions estan localitzades en zones geogràfiques especialment propícies, com ara les del Mar del Nord, degut a la seua proximitat amb la costa i l'escassa profunditat de les aigües.

L'evacuació de la energia dels parcs eòlics marins a les xarxes de transport es converteix en un repte tecnològic, buscant instal·lacions marines fiables i robustes. Quan la distància a la costa supera els 60 km, l'opció que ha resultat més econòmica són les línies d'alta tensió contínua (HVDC). L'opció amb més experiència són els convertidors commutats per xarxa (LCC) encara que actualment van guanyant terreny els convertidors de commutació forçada, controlats per font de tensió (VSC). Però aquestes no són les úniques alternatives.

Si considerem els aerogeneradors i la connexió al enllaç HVDC de forma conjunta, es poden establir estratègies de control que permeten l'ús d'altres tipus de convertidors, com ho són els rectificadors no controlats en pont de díodes (DR). Els avantatges d'aquest tipus de convertidor són la disminució en les pèrdues de conducció, la reducció en els costos d'instal·lació i l'augment en la fiabilitat. Aquesta solució teòrica veurà prompte la llum en el mercat de la mà de l'empresa SIEMENS, qui ja ha anunciat que les primeres unitats es posaran a la venda l'any 2016.

Les xarxes HVDC s'estan fent cada vegada més extenses i és necessària la interconnexió de més de dos punts. Sorgeixen llavors de forma natural els sistemes multipunt, augmentant la flexibilitat i fiabilitat dels sistemes de transmissió. Actualment, les instal·lacions dissenyades estan utilitzant convertidors VSC. No obstant això, si es pretén estendre aquestes xarxes connectant-les amb punts ja en servei, és necessari considerar els sistemes multipunt híbrids, on conviuen diverses tecnologies.

En la present tesi es proposa un sistema híbrid HVDC-DR-VSC per ala connexió de plantes eòliques marines (enllaç punt-a-punt) així com la connexió d'estacions

---

HVDC-DR a xarxes HVDC multipunt. Per a això s'han descrit i modelitzat els components d'ambdós sistemes, i s'han proposat estratègies de control per al funcionament correcte, tant en règim permanent com transitori. També s'han proposat proteccions per a curtcircuits, tant en la xarxa marina com en la xarxa terrestre de transport, o en l'enllaç HVDC. Els models i les estratègies de control s'han validat per mitjà de simulació amb PSCAD i amb les corresponents anàlisis d'estabilitat en xicoteta senyal.

Després de tots els estudis realitzats es pot concloure que el sistema híbrid multipunt proposat és robust i estable, capaç d'integrar-se en xarxes de transport, i d'oferir funcions de suport a la xarxa i possibilitar una reducció en els costos de les instal·lacions eòliques marines tradicionals.

En el repartiment dels corrents entre els convertidors VSC que controlen la tensió contínua s'han utilitzat criteris d'optimització, de manera que es minimitzen les pèrdues en els cables submarins. El càlcul s'ha estès al cas d'una xarxa de  $n$  terminals, tant per a la configuració radial com mallada. En el cas el control manté el repartiment òptim sense necessitat de comunicacions entre els terminals i encara que canvie el punt de funcionament.

Els resultats obtinguts utilitzant aerogeneradors amb màquina síncrona d'imants permanents es poden estendre a aerogeneradors de velocitat variable amb convertidors de plena potència, els denominats de tipus 4.

**Paraules Clau:** Enllaç HVDC punt-a-punt, Enllaç HVDC Multipunt, Parc eòlic Marí, Generació d'Energia Eòlica, Transmissió de potència, Convertidor DR, Convertidor de font de tensió VSC.

# Abstract

New objectives for energy generation from renewable sources have led to an increase in not only installed, but also planned off-shore wind power plants. These facilities are located in particularly favourable geographical areas like the North Sea due to their proximity to the coast and the shallowness of these bodies of water.

The evacuation of the energy produced by the off-shore wind power plants to the transmission networks poses a technological challenge, and reliable and robust marine facilities have been due to. When distance to the shore is more than 60 km, HVDC links have proved to be the most cost-effective solution. The first option for converters was the line commutated ones (LCC). However, voltage source converter (VSC) has gained the most ground. But these are not the sole true alternatives.

Taking into consideration both wind turbines and their connection to the HVDC link, control strategies that allow the use of other types of converters can be set, such as uncontrolled diode bridge rectifiers (DR). Some advantages of using this type of converter are the reduction in conduction losses, the reduction in installation costs and increased reliability. This theoretical solution is likely to be marked in the hands of the company SIEMENS, who has already announced that the first units will go on sale as early as 2016.

HVDC networks are becoming more extensive and now the interconnection of more than two points is necessary. Multiterminal systems have naturally emerged as a response to the needs of today's networks, increasing the flexibility and reliability of transmission systems. The facilities currently designed are using VSC converters. However if the connecting points already in service are to be expanded, it is necessary to consider hybrid multiterminal systems combining several technologies.

This thesis proposes a HVDC-DR-VSC hybrid system for connecting offshore wind power plants to on-shore network (point-to-point link), and also the connection of HVDC-DR stations to HVDC multiterminal networks. For this purpose components of both systems have been described and modelled, and control strategies

---

have been proposed for proper operation, both in steady state and transient scenarios. Protection systems have also been envisaged for short-circuits, in either off-shore and on-shore networks or in the HVDC link. Furthermore models and control strategies have been validated by PSCAD simulations and the corresponding analysis of small signal stability.

Based on the studies performed in this thesis it can be concluded that the proposed hybrid multiterminal system is robust and stable; it is able to be integrated into transmission networks, offering support tasks to the network and achieving a reduction in the cost of traditional off-shore wind power plants.

Optimization criteria has been used to calculate the distribution of currents between the VSC converters that control the dc-voltage, meaning that losses in submarine cables are minimized. The calculation has been extended to the case of a  $n$  terminal network for both radial and meshed configuration. In the radial case, voltage control has been performed so that the optimum distribution is maintained without communications between terminals even though the operating point changes.

The results obtained using wind turbines with permanent magnet synchronous generators can be extended to variable speed wind turbines with full power converters, which are known as Type 4.

**Keywords:** Point-to-point HVDC link, Multiterminal HVDC link, Off-shore Wind power plant, Wind power generation, Power transmission, DR converter, Voltage source converter VSC.

# Índice general

Lista de símbolos y siglas	XI
1 Introducción	1
1.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN EÓLICA. . . . .	1
1.2 TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA . . . . .	2
1.2.1 Enlaces HVDC . . . . .	3
1.2.2 Conexión Multipunto . . . . .	4
1.3 OBJETIVOS DE LA TESIS. . . . .	4
1.4 CONTENIDO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS. . . . .	5
2 Antecedentes	7
2.1 TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES. . . . .	8
2.1.1 Elementos de un aerogenerador . . . . .	8
2.1.2 Configuraciones del aerogenerador . . . . .	9
2.2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA . . . . .	11
2.2.1 Enlaces HVAC. . . . .	12
2.2.2 Enlaces HVDC . . . . .	12
2.2.3 Enlaces HVDC Híbridos. . . . .	13
2.2.4 Comparando las distintas opciones . . . . .	14
2.3 DEL PUNTO-A-PUNTO AL MULTIPUNTO. . . . .	15
2.3.1 Instalaciones multipunto en operación . . . . .	15
2.3.2 Instalaciones multipunto en construcción . . . . .	17
2.3.3 Modelos para el estudio de redes multipunto . . . . .	17
2.3.4 Futuras redes de transporte HVDC. . . . .	19

2.4	RETOS DE LAS REDES MULTIPUNTO HVDC . . . . .	19
2.4.1	Equipos de maniobra . . . . .	20
2.4.2	Desarrollo de normativa para el conexionado ( <i>Grid Codes</i> ) . . . . .	20
2.4.3	Recuperación del sistema tras las faltas . . . . .	21
2.4.4	Estrategias de control para redes multipunto . . . . .	21
2.5	ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA ENLACES HVDC MULTIPUN- TO . . . . .	21
2.5.1	Parque eólico marino conectado a redes terrestres de alterna mediante enlaces HVDC . . . . .	22
2.5.2	Control de redes en alterna y continua . . . . .	23
2.5.3	Control de la tensión en el enlace HVDC . . . . .	24
2.5.4	Control de enlaces multipunto . . . . .	25
2.5.5	Estabilidad en pequeña señal y estudio de transitorios . . . . .	26
2.6	RESUMEN DEL CAPÍTULO . . . . .	27
3	Descripción y Modelos del parque eólico y del enlace HVDC	29
3.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA PUNTO-A-PUNTO . . . . .	30
3.2	PARQUE EÓLICO MARINO. . . . .	30
3.2.1	Aerogenerador. . . . .	32
3.2.2	Red Marina de Alterna . . . . .	44
3.3	ENLACE HVDC PUNTO-A-PUNTO TIPO DIODOS-VSC . . . . .	45
3.3.1	Rectificador no-Controlado del Enlace HVDC . . . . .	45
3.3.2	Cables Submarinos . . . . .	50
3.3.3	Inversor VSC del Enlace HVDC . . . . .	52
3.4	RED TERRESTRE DE TRANSPORTE . . . . .	54
3.5	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MULTIPUNTO . . . . .	55
3.6	RESUMEN DEL CAPÍTULO . . . . .	59
4	Control y Operación del parque eólico y del enlace HVDC punto-a-punto	61
4.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL. . .	62
4.1.1	Estrategias de Control. . . . .	62
4.1.2	Comunicaciones. . . . .	65
4.2	CONTROL DEL PARQUE EÓLICO MARINO . . . . .	65
4.2.1	Control de Velocidad del Aerogenerador . . . . .	65

4.2.2 Control del Generador Eléctrico y de la Tensión Continua del Doble Convertidor . . . . .	67
4.2.3 Control de Tensión y Frecuencia de la Red Marina . . . . .	69
4.3 CONTROL DEL INVERSOR DE TENSIÓN (VSC) . . . . .	74
4.3.1 Control de Corrientes del VSC. . . . .	74
4.3.2 Control de la Tensión Continua del Enlace HVDC. . . . .	76
4.3.3 Control de la Potencia Reactiva . . . . .	77
4.4 ESTRATEGIAS DE CONTROL ANTE CORTOCIRCUITOS. . . . .	78
4.4.1 Protección VDCOL del Convertidor de Red del Aerogenerador . . . . .	78
4.4.2 Protección VDCOL del Inversor VSC . . . . .	79
4.4.3 Inyección de Potencia Reactiva en la Red Terrestre . . . . .	80
4.5 OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE. . . . .	80
4.5.1 Operación del Inversor VSC . . . . .	81
4.5.2 Operación del Enlace HVDC punto-a-punto . . . . .	85
4.6 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL PARQUE EÓLICO AISLADO . . . . .	89
4.6.1 Variables y Ecuaciones de Estado . . . . .	89
4.6.2 Contorno de las Raíces . . . . .	94
4.6.3 Retardo debido al Control Centralizado . . . . .	97
4.7 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL PARQUE EÓLICO CONECTADO . . . . .	101
4.7.1 Variables y Ecuaciones de Estado . . . . .	101
4.7.2 Contorno de las Raíces . . . . .	107
4.8 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL INVERSOR VSC . . . . .	107
4.8.1 Variables y Ecuaciones de Estado . . . . .	109
4.8.2 Contorno de las Raíces . . . . .	113
4.9 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA PUNTO-A-PUNTO . . . . .	115
4.9.1 Variables y Ecuaciones de Estado . . . . .	116
4.9.2 Contorno de las Raíces . . . . .	117
4.10 ENSAYOS, RESULTADOS Y VALORACIÓN. . . . .	118
4.10.1 Energización del Sistema . . . . .	118
4.10.2 Cortocircuito en la Red Marina de Alterna . . . . .	121
4.10.3 Cortocircuito en la Red Terrestre de Alterna . . . . .	124
4.11 RESUMEN DEL CAPÍTULO. . . . .	127

5	Control y Operación del enlace HVDC Multipunto	131
5.1	ESTRATEGIAS DE CONTROL . . . . .	132
5.1.1	Control de la Potencia Activa del Convertidor VSC-2 . . . . .	134
5.1.2	Control de la Tensión continua del enlace HVDC . . . . .	134
5.2	OPERACIÓN ÓPTIMA DEL ENLACE HVDC . . . . .	136
5.2.1	Red Radial HVDC con $n$ Terminales . . . . .	139
5.2.2	Red Mallada HVDC con $n$ Terminales . . . . .	142
5.3	ESTABILIDAD DINÁMICA DE LOS CONVERTIDORES VSC . . . . .	148
5.3.1	Variables y Ecuaciones de Estado . . . . .	149
5.3.2	Lugar de las Raíces de VSC-1,3 . . . . .	152
5.3.3	Contorno de las Raíces de VSC-2 . . . . .	153
5.4	ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA MULTIPUNTO . . . . .	154
5.4.1	Variables y Ecuaciones de Estado . . . . .	154
5.4.2	Contorno de las Raíces . . . . .	158
5.5	ENSAYOS, RESULTADOS Y VALORACIÓN . . . . .	161
5.5.1	Funcionamiento Programado . . . . .	161
5.5.2	Cortocircuito en la Red HVDC . . . . .	167
5.6	RESUMEN DEL CAPÍTULO . . . . .	173
6	Conclusiones, aportaciones y trabajos futuros	175
6.1	CONCLUSIONES . . . . .	175
6.2	APORTACIONES MÁS RELEVANTES . . . . .	179
6.3	TRABAJOS FUTUROS . . . . .	180
	Anexo 1: Publicaciones y Proyectos	181
	Anexo 2: Cálculo de los parámetros del cable submarino	185
	Anexo 3: Cálculo del punto de operación del convertidor VSC	191
	Bibliografía	193
	Índice alfabético	205

# Lista de Símbolos y Siglas

## Lista de Símbolos

- $A$  — Área del rotor eólico
- $B$  — Número de puentes en serie del rectificador en puente de diodos
- $C_B$  — Condensador del enlace de continua del doble convertidor (back-to-back) del aerogenerador
- $C_C$  — Condensador del equivalente en “T” del cable submarino
- $C_F$  — Condensador del filtro de alterna del rectificador en puente de diodos
- $C_I$  — Condensador del convertidor VSC
- $C_P$  — Coeficiente de potencia del rotor eólico
- $C_S$  — Condensador del filtro del convertidor VSC
- $D_R$  — Coeficiente de amortiguamiento del rotor del generador eléctrico
- $D_T$  — Coeficiente de amortiguamiento del rotor eólico
- $E_C$  — Tensión del equivalente en “T” del submarino, en su punto medio
- $E_B$  — Tensión del enlace de continua del doble convertidor (back-to-back) del aerogenerador
- $E_H$  — Tensión de la red radial HVDC, en el punto común de conexión PCC<sub>H</sub>
- $E_I$  — Tensión continua del convertidor VSC
- $E_R$  — Tensión continua del rectificador en puente de diodos, tras el filtro de continua  $L_R$
- $F_C$  — Factor multiplicador de corriente del convertidor de red (front-end) del aerogenerador
- $f_R$  — Frecuencia de las tensiones inducidas en el estátor del generador eléctrico
- $I_{Bdc}$  — Corriente de salida del convertidor del generador (back-end) del aerogenerador
- $I_F$  — Corriente alterna del parque eólico
- $I_{Fdc}$  — Corriente de entrada del convertidor de red (front-end) del aerogenerador
- $I_G$  — Corriente de entrada al estátor del generador eléctrico
- $I_{Idc}$  — Corriente continua del convertidor VSC, antes del condensador  $C_I$
- $I_{Rac}$  — Corriente alterna de entrada a los transformadores del rectificador en puente de diodos
- $I_{Rdc}$  — Corriente continua entregada por el rectificador en puente de diodos
- $I_S$  — Corriente alterna de la red terrestre de transporte
- $I_V$  — Corriente alterna del convertidor VSC
- $I_{Vdc}$  — Corriente continua del convertidor VSC, después del condensador  $C_I$

$I_W$	—	Corriente de salida del convertidor de red (front-end) del aerogenerador
$J_R$	—	Momento de inercia del generador eléctrico
$J_T$	—	Momento de inercia del rotor eólico
$k$	—	Coefficiente de rigidez del eje del aerogenerador
$L_C$	—	Inductancia del equivalente en “T” del cable submarino
$L_G$	—	Inductancia del estátor del generador eléctrico
$L_R$	—	Inductancia del filtro de continua del rectificador en puente de diodos
$L_S$	—	Inductancia del equivalente de Thevenin de la red terrestre de transporte
$L_{TR}$	—	Inductancia de dispersión del transformador del rectificador en puente de diodos
$L_V$	—	Inductancia de dispersión del transformador del convertidor VSC
$L_W$	—	Inductancia de dispersión del transformador del aerogenerador
$N$	—	Relación de transformación del transformador del rectificador (secundario/primario)
$p$	—	Número de pares de polos del generador eléctrico
$P_F$	—	Potencia activa entregada por el parque eólico en el punto común de conexión $PCC_F$
$P_G$	—	Potencia activa entregada por el generador eléctrico
$P_T$	—	Potencia mecánica en el eje del rotor eólico
$P_V$	—	Potencia activa entregada por el convertidor VSC, antes del transformador
$P_{VS}$	—	Potencia activa entregada al condensador $C_S$ y a la red terrestre de transporte
$P_S$	—	Potencia activa entregada a la red terrestre de transporte
$P_W$	—	Potencia activa entregada por el convertidor de red (front-end) del aerogenerador
$Q_V$	—	Potencia reactiva entregada por el convertidor VSC, antes del transformador
$Q_{VS}$	—	Potencia reactiva entregada al condensador $C_S$ y a la red terrestre de transporte
$Q_S$	—	Potencia reactiva entregada a la red terrestre de transporte
$Q_W$	—	Potencia reactiva entregada por el convertidor de red (front-end) del aerogenerador
$R_B$	—	Resistencia de frenado dinámico del doble convertidor (back-to-back) del aerogenerador
$R_C$	—	Resistencia del equivalente en “T” del cable submarino
$R_I$	—	Resistencia de descarga de la red de continua del convertidor VSC
$R_G$	—	Resistencia del estátor del generador eléctrico
$R_S$	—	Resistencia del equivalente de Thevenin de la red terrestre de transporte
$R_V$	—	Resistencia de cortocircuito del transformador del convertidor VSC
$R_W$	—	Resistencia de cortocircuito del transformador del aerogenerador
$T_R$	—	Par mecánico recibido en el rotor del generador eléctrico
$T_T$	—	Par mecánico entregado por el rotor eólico
$V_F$	—	Tensión de la red marina de alterna
$V_G$	—	Tensión del estátor del generador eléctrico
$V_{Rdc}$	—	Tensión continua a la salida del rectificador en puente de diodos
$V_S$	—	Tensión de la red terrestre de transporte, en el punto común de conexión $PCC_S$
$V_{SG}$	—	Tensión del equivalente de Thevenin de la red terrestre de transporte

---

$V_V$	—	Tensión alterna del convertidor VSC
$V_W$	—	Tensión alterna del convertidor de red (front-end) del aerogenerador
$V_{wind}$	—	Velocidad del viento
$Z_S$	—	Impedancia del equivalente de Thevenin de la red terrestre de transporte
$Z_{FR}$	—	Filtro de alterna del rectificador en puente de diodos

#### Letras griegas

$\beta_T$	—	Ángulo de paso de las palas del rotor eólico (pitch)
$\lambda$	—	Relación de velocidades del rotor eólico (tip speed ratio)
$\lambda_G$	—	Flujo concatenado total en el estátor del generador eléctrico
$\lambda_{rms}$	—	Flujo concatenado eficaz en el estátor del generador eléctrico debido sólo a los imanes permanentes
$\theta_S$	—	Ángulo de la tensión alterna $V_S$
$\theta_R$	—	Ángulo del rotor del generador eléctrico
$\theta_T$	—	Ángulo del rotor eólico
$\rho$	—	Densidad del aire
$\omega_F$	—	Pulsación en la red marina alterna
$\omega_G$	—	Pulsación en el estátor del generador eléctrico
$\omega_S$	—	Pulsación en la red terrestre de transporte
$\Omega_R$	—	Velocidad mecánica del rotor del generador eléctrico
$\Omega_G$	—	Velocidad eléctrica del rotor del generador eléctrico ( $\omega_G = p\Omega_R$ )
$\Omega_T$	—	Velocidad mecánica del rotor eólico

#### Subíndices

0	—	Componente 0 de la transformación de Park
$d$	—	Componente d de la transformación de Park
$i$	—	Índice a un aerogenerador agregado ( $i = 1, 2, \dots, 5$ )
$j$	—	Índice a una estación VSC ( $j = 1, 2, 3$ )
$m$	—	Índice al polo positivo del enlace HVDC bipolar
$p$	—	Índice al polo negativo del enlace HVDC bipolar
$q$	—	Componente q de la transformación de Park

### Lista de Siglas

CIGRÉ	—	Comité Internacional de Grandes Redes Eléctricas
DFIG	—	(Double Feed Induction Generator) Generador de inducción doblemente alimentado
DR	—	(Diode Rectifier) Rectificador en puente de diodos
EWEA	—	(European Wind Energy Association) Asociación Europea de la Energía Eólica
HVDC	—	(High Voltage Direct Current) Alta tensión de continua
LCC	—	(Line Commutated Converter) Convertidor conmutado por red
PCC	—	(Point of Common Coupling) Punto Común de Conexión
PCC <sub>F</sub>	—	PCC del parque eólico y el rectificador en puente de diodos
PCC <sub>H</sub>	—	PCC en la red radial HVDC
PCC <sub>S</sub>	—	PCC del convertidor VSC y la red terrestre de transporte
PMSG	—	(Permanent Magnet Synchronous Generator) Generador síncrono de imanes permanentes
SCR	—	(Short Circuit Ratio) Relación de cortocircuito
STATCOM	—	(Static Synchronous Compensator) Compensador síncrono estático
SVC	—	(Static Var Compensator) Compensador estático de potencia reactiva
VSC	—	(Voltage Source Converter) Convertidor de fuente de tensión
WRIG	—	(Wound Rotor Induction Generator) Generador de inducción de rotor bobinado

### Nombres Comerciales - Marcas registradas

EMTDC <sup>TM</sup>	—	(Electromagnetic Transients for DC) Software de simulación para transitorios electromagnéticos en continua, marca de Manitoba Hydro.
PSCAD <sup>®</sup>	—	(Power System Computer Aided Design) Interfaz gráfico para el diseño de sistemas de potencia, marca registrada por Manitoba HVDC Research Centre Inc.
SCILAB	—	(Scientific Laboratory) Software para cálculo matemático, visualización de funciones y análisis de sistemas de control. SCILAB es un software de código abierto que pertenece a ©SCILAB Enterprises.

# Capítulo 1

## Introducción

Con la finalidad de contextualizar el presente trabajo de tesis, en este capítulo se describe brevemente el escenario actual en cuanto a producción de energía eólica marina y la integración de los grandes parques eólicos marinos a las redes de transporte a través de redes de alta tensión en continua (HVDC). A continuación se presentan los objetivos planteados al iniciar el trabajo de la tesis y se detalla la estructura y el contenido de los diferentes capítulos que finalmente la componen.

### **1.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN EÓLICA**

En la Conferencia Internacional de Energías Renovables celebrada en Bonn en junio de 2004 se concretó que para el año 2020 la contribución de las energías renovables al consumo total interno de energía de la Unión Europea debía alcanzar el 20%. Este objetivo posteriormente se ha desarrollado en el Programa Marco denominado “Horizonte 2020” .

Los parques eólicos ocupan un lugar destacado en el cumplimiento de los objetivos planteados. Faltos de espacio en tierra, se busca ubicar estas instalaciones en el mar. Aunque los parques eólicos marinos presentan un mayor coste de construcción y de mantenimiento, también tienen ventajas. El viento en el mar es más constante y de mayor velocidad que en tierra, permitiendo una producción entre el 70 y el 90% del tiempo (Ackermann, 2005). Además existen estudios que mantienen que estas instalaciones tienen un menor impacto ambiental que las terrestres (DONG energy, 2006).

La cifra mundial de potencia eólica marina instalada ya supera los 8,7 GW, según muestra la Figura 1.1 en la que se desglosa esta cifra por países. Según los últimos informes de la Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA) a Europa le corresponden 6.562 MW, concentrados en la zona noreste (EWEA, 2014). El potencial energético de las costas europeas indica que esta cifra seguirá creciendo. A finales de 2015 las instalaciones planificadas permitirán alcanzar los 9,4 GW. Además de en Europa, existen importantes proyectos en Estados Unidos, Canadá, Brasil, China, etc (Fichaux y Wilkes, 2009; GWEC, 2015)<sup>1</sup>.

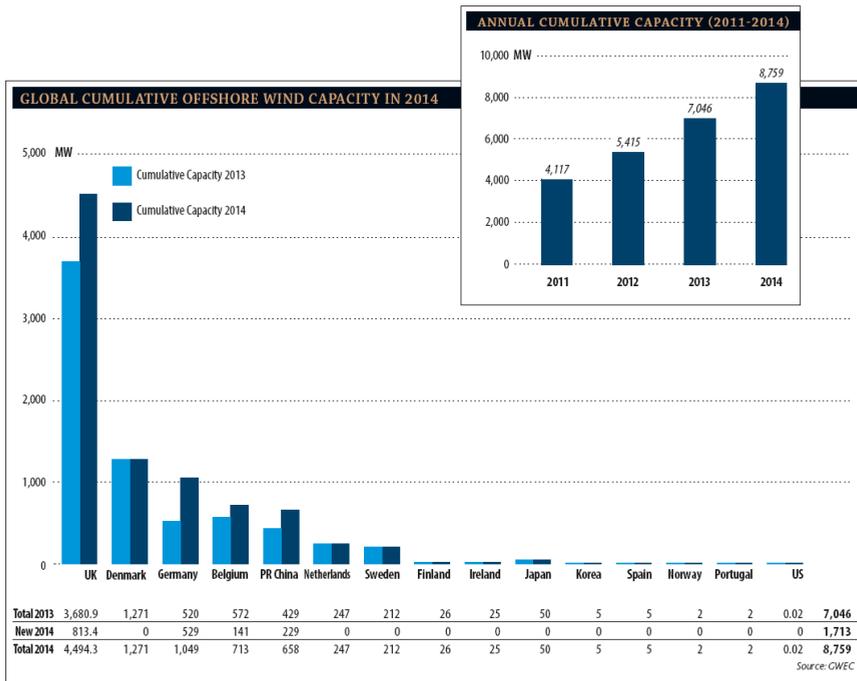


Figura 1.1: Potencia eólica marina instalada a nivel mundial (GWEC, 2015)

## 1.2 TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

La integración de los grandes parques eólicos marinos en las redes eléctricas ya existentes supone un reto tecnológico. Para su conexión, cuando la distancia a la costa supera los 60 km, las líneas de alta tensión en alterna (HVAC) presentan el inconveniente de las altas capacitancias de los cables submarinos. La opción

<sup>1</sup>GWEC: Global Wind Energy Council.

más económica en estos casos son las líneas de alta tensión en continua (HVDC) (Negra, Todorovic y Ackermann, 2006), como es el caso del parque eólico BorWin1 de 400 MW en el Mar del Norte, a 125 km de la costa alemana.

### 1.2.1 Enlaces HVDC

La transmisión de potencia mediante enlaces HVDC implica la existencia de una red HVDC a la que se conectan distintos terminales, dando lugar a un enlace del tipo punto-a-punto o del tipo multipunto.

Dependiendo de la tecnología utilizada en los terminales, el enlace HVDC puede ser realizado mediante convertidores conmutados por red (LCC) (Kundur, 1994) que utilizan tiristores, o convertidores de conmutación forzada trabajando en control por fuente de tensión (VSC) (Arrillaga, Liu y Watson, 2007; Weimers, 1998; Iravani y Yazdani, 2010).

Aunque la tecnología VSC es más reciente y presenta mayores pérdidas, sus ventajas hacen que cada vez sea más utilizada en los enlaces HVDC (Ackermann, 2005). Dentro de estas ventajas se puede citar que se prescinde de la fuente de tensión adicional para la conmutación, se reduce la dimensión de los filtros, no consume reactiva, y las potencias activa y reactiva se pueden controlar de modo independiente. No obstante sigue teniendo limitaciones respecto a las tensiones y potencias máximas admitidas, y que vienen impuestas por la electrónica de potencia que lo constituye, los IGBT.

También se puede optar por nuevas alternativas. Los rectificadores basados en puentes de diodos (DR) para los enlaces HVDC unidireccionales, permiten incrementar la fiabilidad y la eficiencia del sistema (Hungsasutra y Mathur, 1989; Machida y col., 1978). Pero en su origen tenían importantes carencias inherentes a la incapacidad de controlar el enlace. Sin embargo en los últimos años se han desarrollado estrategias para solucionar estos inconvenientes.

La ausencia de control puede resolverse usando el control de los aerogeneradores con máquinas que lo permitan (Blasco-Gimenez y col., 2010; Bozhko y col., 2007), como es el caso de las máquinas síncronas de imanes permanentes. Estas estrategias de control, combinadas con las de red, permiten además eliminar los elementos de compensación de reactiva (STATCOM) y los cambiadores de tomas de los transformadores de potencia (D'Derlé, 2013), significando una importante reducción de costes.

La importancia de esta tecnología se ratifica tras su presentación comercial a principios de este año (Menke, 2015; Slavomir Seman, Rainer Zurowski, Timo Christ, 2015) y según su fabricante, SIEMENS, las primeras unidades estarán a la venta en el año 2016.

### 1.2.2 Conexión Multipunto

Los enlaces HVDC han ido consolidándose como solución para la conexión de los parques eólicos marinos en configuración punto-a-punto. No obstante el desarrollo de una red más fiable implica la consideración de redes multipunto o multiterminal.

Las primeras instalaciones multipunto nacen como una evolución de enlaces ya existentes. Sin embargo ya existen instalaciones concebidas desde su origen como tales multipunto. Es el caso de Kriegers Flak, en el Mar Báltico. Kriegers Flak es un proyecto entre Alemania, Suecia y Dinamarca, consiste en un parque eólico marino de 600 MW que podrá transmitir energía renovable a los tres países a través de redes eléctricas. Participan en él las empresas Vattenfall Europe Transmission de Alemania, Svenska Kraftnät de Suecia y el proveedor de energía danés Energinet. Los objetivos planteados por países como Dinamarca, de dejar de consumir combustibles fósiles en 2050, hará que se plantee la construcción de otras redes HVDC de este tipo.

Si el rectificador en puente de diodos quiere mostrarse como alternativa a la conexión de parques eólicos marinos, su viabilidad debe ser probada en redes HVDC multipunto.

Visto todo ello queda claro que, en los próximos años, tanto las conexiones multipunto, como la utilización de estaciones HVDC-DR van a ser particularmente relevantes para el conexionado de grandes plantas eólicas marinas a costes competitivos.

## 1.3 OBJETIVOS DE LA TESIS

El grupo de investigación en el que se ha desarrollado la presente tesis ya propuso el rectificador en puente de diodos para su conexión a redes terrestres LCC cuyo inversor está basado en tiristores. En la presente tesis la propuesta es más amplia, pues el rectificador en puente de diodos se combina con convertidores VSC en una red HVDC multipunto.

El *objetivo principal* de la presente tesis es la propuesta, estudio y evaluación de una nueva opción para integrar en el sistema eléctrico la producción de grandes parques eólicos marinos a través de redes de alta tensión en continua, y cuya configuración sea multipunto, contemplando la utilización de terminales híbridos como la interconexión de rectificadores de diodos y convertidores VSC.

Para cumplir con dicho objetivo general se presentan los siguientes *objetivos específicos* que estructuran el trabajo realizado:

- Modelar un parque eólico marino de gran tamaño y su sistema de evacuación de energía a través de un rectificador no-controlado HVDC-DR. Utilizar

valores para los parámetros que sean acordes con los de instalaciones en servicio y establecer las hipótesis de partida. Validar los modelos y control asociado mediante análisis de estabilidad en pequeña señal.

- Modelar una red HVDC multipunto híbrida que interconecte el terminal HVDC-DR con otros terminales basados en convertidores VSC y que éstos últimos estén conectados a las correspondientes redes terrestres de transporte. Utilizar valores para los parámetros que sean acordes con los de instalaciones en servicio y establecer las hipótesis de partida. Validar los modelos y control asociado mediante análisis de estabilidad en pequeña señal.
- Proponer y diseñar nuevos sistemas de control para que las distintas tecnologías se puedan conectar a la misma red HVDC y ésta a su vez se integre correctamente en el sistema eléctrico, tanto en régimen permanente como ante transitorios.
- Diseñar sistemas de control que permitan añadir requisitos adicionales como el control de pérdidas en la red de continua, y que distribuyan la tarea entre varios convertidores, aumentando así la fiabilidad del sistema ante fallos.
- Verificar el funcionamiento coordinado de las distintas tecnologías en régimen permanente y su comportamiento ante transitorios provocados durante el funcionamiento habitual de la red (energización de la red de continua, control de los flujos de potencia, etc), y durante cortocircuitos, producidos tanto en las líneas de alterna como en las de continua.

## 1.4 CONTENIDO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

La presente tesis doctoral está dividida en seis capítulos y anexos. El **Capítulo 1** es esta introducción. El contenido del resto de los capítulos se detalla a continuación.

El **Capítulo 2** expone los antecedentes de la evacuación de la energía procedente de los parques eólicos marinos hacia las redes terrestres de transporte a través de enlaces HVDC. Se consideran distintas tecnologías de aerogeneradores, convertidores de potencia y sistemas de control que deben trabajar coordinadamente para el buen funcionamiento de las redes punto-a-punto y multipunto. Con más detalle se estudia el parque eólico marino que utiliza aerogeneradores con máquinas síncronas de imanes permanentes y que crean una red de alterna. Esta red de alterna se conecta a la red terrestre a través de enlaces HVDC punto-a-punto o multipunto.

El **Capítulo 3** describe y modela los componentes del parque eólico marino y del enlace HVDC punto-a-punto y multipunto. El parque eólico se modela mediante aerogeneradores agregados y su conexión a la red HVDC se realiza a través de un rectificador no-controlado. Las conexiones entre los terminales de la red HVDC

se realizan mediante cables submarinos. Los terminales son el rectificador HVDC-DR y uno o varios convertidores VSC. También se explican las limitaciones de los modelos o ecuaciones que describen el comportamiento de los componentes.

El **Capítulo 4** establece las estrategias de control para el sistema punto-a-punto descrito en el capítulo anterior y se valora el comportamiento tanto de sus componentes como del sistema en su conjunto. También se proponen estrategias de control y protecciones que aseguren el buen comportamiento del sistema ante cortocircuitos. Para validar los modelos y el control, se realizan análisis de estabilidad en pequeña señal, comparando los resultados de las ecuaciones de estado con los obtenidos mediante simulación con PSCAD. Finalmente se simula el sistema punto-a-punto en PSCAD para analizar la respuesta ante distintos escenarios (energización del enlace HVDC y cortocircuitos en las redes de alterna).

En el **Capítulo 5** se estudia el sistema multipunto pero sin repetir contenidos que ya se ha tratado en el capítulo anterior. Este capítulo propone estrategias de control que son propias del sistema multipunto y se valora su comportamiento. También se investiga cómo minimizar las pérdidas en los cables submarinos, tanto en el caso de redes HVDC radiales como malladas. Para validar los modelos y el control, se realizan análisis de estabilidad en pequeña señal, comparando los resultados de las ecuaciones de estado con los obtenidos mediante simulación con PSCAD. Finalmente se simula el sistema multipunto en PSCAD para analizar la respuesta ante distintos escenarios (flujos de potencia y cortocircuito en el enlace HVDC).

El **Capítulo 6** contiene las conclusiones que se extraen de la tesis doctoral, subraya las aportaciones novedosas y propone otros estudios que permitan continuar con el trabajo realizado.

En los **Anexos** se puede encontrar la relación de las publicaciones que son fruto de los estudios realizados en la presente tesis, así como los cálculos de los valores de los parámetros del cable submarino, y el algoritmo de Newton-Raphson aplicado para calcular los puntos de funcionamiento del convertidor VSC.

Los **Capítulos 2 al 5** incluyen además una introducción y un resumen que aclaran, para cada capítulo, qué contenidos son los que se tratan y qué conclusiones se obtienen.

## Capítulo 2

# Antecedentes

El presente capítulo tiene como objetivo describir el estado actual de la tecnología en lo referente a la generación eólica en parques marinos, las líneas de transmisión utilizadas para evacuar la potencia generada y la integración de dichas conexiones en redes terrestres. En el primer apartado se describen los elementos que constituyen un aerogenerador y alguna de las configuraciones más utilizadas, destacando la máquina síncrona de imanes permanentes como una de las opciones más prometedoras por su capacidad de control a través del doble convertidor. El segundo apartado se centra en los sistemas de transmisión de energía eléctrica que unen los parques eólicos con las redes terrestres, inicialmente en alta tensión en alterna (HVAC) y actualmente en alta tensión en continua (HVDC) al no estar limitada su capacidad de transmisión. A continuación se ilustra, con ejemplos de instalaciones en funcionamiento o en proyecto, la evolución de las redes HVDC para la interconexión de varios puntos de generación y consumo, desde el punto-a-punto al multipunto. Una vez constituidas las redes HVDC multipunto como una realidad futura inminente se enumeran los retos a los que este tipo de redes se enfrentan. La presente tesis asume uno de estos retos, proponiendo una estrategia de control para redes multipunto híbridas, donde la tensión de alterna de la red marina se controla a través del doble convertidor del aerogenerador y la tensión del enlace de continua a través del convertidor de la red terrestre, pues al incluir un enlace en puente de diodos dicha estrategia debe paliar la imposibilidad de control de este tipo de convertidores. El control de tensión de la red de continua puede ser una tarea compartida entre varios de los convertidores terrestres de modo que aumente la fiabilidad del sistema. Finalmente para la validación de la propuesta se pretende utilizar el análisis de estabilidad en pequeña señal, herramienta que además permitirá el estudio de la influencia de los parámetros en la red.

## 2.1 TECNOLOGÍA DE LOS AEROGENERADORES

Junto al rápido aumento de la potencia eólica instalada se han desarrollado en paralelo distintas configuraciones de aerogeneradores, con distintos tipos de máquinas. Los intentos de clasificación atienden a criterios del tipo de generador empleado o la existencia o no de convertidores y su potencia. A continuación se describen los componentes de un aerogenerador así como su función como paso previo a la descripción de los tipos con más penetración en el mercado.

### 2.1.1 Elementos de un aerogenerador

El término aerogenerador se refiere al conjunto de elementos que transforma la energía del viento en energía eléctrica. Considera desde las palas que capturan el viento hasta el punto de conexión con la red de alterna. Quedan incluidos, por tanto, el rotor eólico, el sistema de transmisión, el generador, los convertidores y el transformador.

**Rotor eólico:** es el conjunto de elementos encargados de transformar parte de la energía cinética del viento en energía mecánica. Está formado principalmente por las palas y el buje que las une. En el rotor eólico es importante regular y limitar la potencia mecánica capturada por el aerogenerador, utilizando para ello el control de la velocidad. El objetivo es ajustar el comportamiento del generador para extraer del viento la máxima potencia posible sin exceder la velocidad máxima de giro de la máquina. En el rotor eólico se dispone de varios métodos para controlar la potencia capturada y con ello la velocidad del aerogenerador, pero fundamentalmente se trata de palas fijas con diseño de pérdidas aerodinámicas (*stall control*) o palas móviles que ajustan su posición a la velocidad del viento (*pitch control*) (Chen, Guerrero y Blaabjerg, 2009)

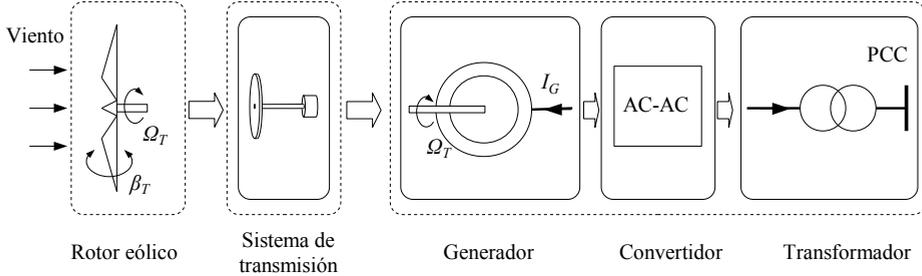
**Sistema mecánico de transmisión:** Es el encargado de transferir la energía mecánica desde el rotor eólico (eje de baja velocidad) hasta el rotor del generador eléctrico (eje de alta velocidad). En los estudios teóricos se modela el sistema considerando básicamente una unión flexible de varias masas que giran a distintas velocidades con un determinado rozamiento. La complejidad con que se modele dicha transmisión depende de los estudios a realizar.

**Generador eléctrico:** transforma la energía mecánica en energía eléctrica. La elección del tipo de máquina, asíncrona o síncrona, condiciona la inclusión de otros elementos como son la caja multiplicadora o los convertidores.

**Convertidor electrónico:** Su existencia o no así como su rango de potencia depende del generador elegido. En el caso de un convertidor de plena potencia, el caso de la Figura 2.1, permite adaptar la frecuencia de la corriente eléctrica a la frecuencia de la red. Además con un correcto diseño el convertidor puede realizar

otras funciones como pueden ser la de optimizar la potencia de salida o regular la potencia reactiva intercambiada entre la red y el aerogenerador.

**Transformador:** aumenta la tensión de salida del aerogenerador para adaptarse a la red de transmisión que lo unirá con los otros aerogeneradores que forman el parque eólico o con la red de distribución.



**Figura 2.1:** Configuración de un aerogenerador con máquina síncrona multipolar de imanes permanentes

### 2.1.2 Configuraciones del aerogenerador

En la bibliografía podemos encontrar clasificaciones de los aerogeneradores suponiendo hasta ocho tipos distintos (Hansen y Helle, 2001) atendiendo al tipo de máquina utilizada y el control sobre ella. No obstante la clasificación más extendida es la sugerida en (Ackermann, 2005) donde se establecen cuatro tipos básicos según criterios de velocidad de operación y escala del convertidor de potencia utilizado. Esta clasificación es la más utilizada en programas de simulación para el modelado de los aerogeneradores, por lo que pasamos a resumir las principales características de cada uno de estos tipos:

#### Tipo 1: Velocidad Fija

Se trata del generador convencional utilizado por los fabricantes daneses durante los años 80 y 90. El generador asíncrono alcanza por sí mismo, debido al deslizamiento, variaciones de velocidad no superiores al 2 % con respecto a su valor nominal o síncrono. Es por ello que se consideran generadores de velocidad fija. Los generadores empleados tienen un número de polos de entre 4 y 8, que equivale a velocidades de giro nominales entre 1500 y 750 rpm. Esto hace necesario una caja multiplicadora para adaptar la velocidad del generador a la del rotor eólico (entre 10 y 35 rpm). Además durante la conexión se originan picos de corriente que es necesario evitar añadiendo arrancadores suaves. Como no pueden controlar la energía reactiva se instalan bancos de condensadores. La principal ventaja en

este tipo de máquinas es que son máquinas robustas y baratas, que se conectan directamente a la red, sin utilizar convertidores electrónicos. Las desventajas son la incapacidad para controlar la velocidad de giro, la necesidad de la multiplicadora, los arrancadores y los bancos de condensadores que aumentan el coste y peso en la góndola, y su incapacidad para contribuir al control de tensión. Además, ante ráfagas de viento, se pueden provocar grandes esfuerzos mecánicos y peor calidad de la energía entregada.

**Tipo 2:** Velocidad variable en un rango limitado

En este caso se utiliza un generador de inducción de rotor bobinado (WRIG - *Wound rotor induction generator*) directamente conectado a la red. Este rotor bobinado permite variar el valor de la resistencia, lo que hace que se pueda controlar la velocidad en un rango limitado del orden del 10%. Se emplea una batería de condensadores para la compensación de reactiva y un arrancador suave para la conexión a la red.

**Tipo 3:** Velocidad variable con convertidor de potencia parcial

El uso de máquinas de velocidad variable, como la de inducción doblemente alimentada (DFIG - *Double fed induction generator*) permite extraer la máxima potencia cuando se opera a carga parcial. Una configuración posible de este tipo de máquinas es la del estátor del generador asíncrono conectado directamente a la red y el rotor a un convertidor. Este sistema tiene la ventaja de hacer trabajar a la máquina en el punto de máxima potencia necesitando un convertidor de sólo un 30 % de la potencia del generador. El uso de este convertidor permite un arranque suave y el control de la potencia reactiva eliminando el uso de condensadores. La principal desventaja de esta configuración es la necesidad de emplear anillos rozantes en el rotor para la conexión de la electrónica de potencia y de filtros que compensen los armónicos producidos por ésta, además de necesitar multiplicadora.

**Tipo 4:** Velocidad variable con convertidor de potencia nominal

Una configuración básica de este tipo de generadores consiste en un máquina conectada a la red a través de un enlace de continua. Este máquina puede ser una máquina síncrona o asíncrona de rotor bobinado, o, si la excitación del rotor se hace mediante imanes, una máquina síncrona de imanes permanentes (PMSM - *Permanent Magnet Synchronous Machine*) Aumentando el número de pares de polos de estas máquinas se puede reducir o incluso eliminar la caja multiplicadora, reduciendo con ello el espacio necesario en las góndolas y las tareas de mantenimiento del aerogenerador.

Los estudios de penetración en el mercado de cada tipo de máquina (Hansen y col., 2004) mostraban un abandono del tipo 2, y un aumento creciente de los tipos 3 y 4.

Además se observa una tendencia clara de ir aumentando progresivamente las capacidades de las máquinas. Para el rango de más de 2 MW, Siemens oferta máquinas de jaula de ardilla, como por ejemplo el modelo SWT-3.6-120 y de imanes permanentes, el SWT-6.0-154, entre otros. Para la máquina asíncrona doblemente alimentada otros fabricantes ofrecen potencias entre 5 y 6 MW (Repower 6M ó Bard 5.0) La potencia en los modelos de imanes permanentes también se sitúa en ese rango (ArevaM 5000-116).

Las comparativas realizadas (Li y Chen, 2008; Liserre y col., 2011; Polinder y col., 2005) destacan un alto potencial en el desarrollo de las máquinas de tipo 4. Dentro de este grupo las máquinas de imanes permanentes presentan además ventajas adicionales, como son una mayor eficiencia y sencillez en el mantenimiento, frente al gran inconveniente de su alto coste. Por tanto, el desarrollo de materiales que permiten abaratar su precio y reducir su volumen unido a la eliminación de la caja multiplicadora permitirán la expansión de este tipo de máquinas.

## 2.2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los primeros parques eólicos marinos se conectaban a la red eléctrica en tierra mediante líneas de alta tensión en alterna (HVAC) pues las potencias a transmitir eran pequeñas y la distancia cercana. Al proliferar los parques eólicos a distancias mayores de 30 km de la costa, aumenta la capacidad del cable limitando la distancia de transmisión máxima posible (Stevenson, Belarra y Medrano, 1976). Para solucionar este inconveniente se opta por la transmisión en continua (HVDC). La primera instalación de este tipo conecta la isla de Gotland con Suiza desde 1954. Dentro de la conexión en continua existen dos opciones técnicas muy extendidas, por un lado el HVDC basado en un convertidor conmutado por red (LCC, siglas de *Line-Commutated Converter*) con tiristores, por otro lado el HVDC basado en un convertidor autoconmutado basado en IGBTs, trabajando en control de tensión (VSC, de *Voltage Source Converter*).

Existen diversos estudios que comparan estas alternativas empleando criterios económicos (Lazaridis, 2005), de pérdidas (Negra, Todorovic y Ackermann, 2006) o técnicos (Kirby y col., 2002).

Además los convertidores están en continuo desarrollo solucionando inconvenientes de las instalaciones y abaratando sus costes. La solución actualmente más prometedora, los VSC, no pueden soportar grandes tensiones entre sus terminales. Por ello se dispone de varios interruptores conectados en serie para aumentar el rango de trabajo, pero, si no están perfectamente sincronizados pueden provocar problemas de encendido. Surgen entonces los convertidores modulares multinivel (MMC). Están compuestos de un gran número de convertidores de medio puente,

con condensadores aislados en cascada. Esta configuración proporciona modularidad, escalabilidad, y reduce el nivel de armónicos (Lesnicar y Marquardt, 2003).

En los siguientes apartados se enumeran los componentes de las instalaciones HVAC, HVDC-LCC y HVDC-VSC. A continuación se considera la posibilidad de los enlaces híbridos, donde se pueden combinar distintos tipos de rectificador e inversor. Estos enlaces híbridos permiten considerar el uso de un rectificador en puente de diodos, un convertidor que fue presentado comercialmente en Marzo de 2015, en la conferencia EWEA OffShore debido a su inminente puesta en mercado (Menke, 2015; Slavomir Seman, Rainer Zurowski, Timo Christ, 2015), prevista para 2016. El uso de este rectificador combinado con un convertidor LCC ya ha sido propuesto y, una vez probado su buen funcionamiento, se presenta como una alternativa más económica (Blasco-Gimenez y col., 2010) para la integración de parques eólicos marinos. En la presente tesis el uso de este rectificador se combina con un inversor VSC en una instalación HVDC punto-a-punto y a continuación se configura la red multipunto aumentando el número de redes de alterna terrestres unidas por las líneas de continua.

### 2.2.1 Enlaces HVAC

Los enlaces HVAC para la conexión de los parques eólicos marinos con las redes de transporte terrestres están formados, habitualmente, por unos transformadores elevadores para adecuar la tensión de salida de los aerogeneradores a la de la red de distribución, necesarios a partir de 33 kV (Lazaridis, 2005), una línea de transmisión y transformadores reductores, para adecuar la tensión de la red de distribución al punto de conexión. Además es necesario disponer de sistemas de compensación de reactiva, en el sistema marino, en el terrestre o en ambos. Existen diversas soluciones utilizadas, compensadores síncronos o estáticos como, por ejemplo, el SVC (stactic var compensator) o el STATCOM (static synchronous compensator).

### 2.2.2 Enlaces HVDC

Los elementos principales de un enlace HVDC son los convertidores, habitualmente constituidos por puentes de semiconductores de 6 ó 12 pulsos. Se conectan a través de transformadores con devanados en estrella-triángulo para la cancelación de armónicos. Se trata de transformadores con aislamiento capaz de soportar las tensiones de continua y de alterna. También para reducir armónicos se dispone de las reactancias de alisado y los filtros. Las reactancias son bobinas conectadas en serie en cada polo, de un valor alto (alrededor de 1 H). Además previenen de fallos en la conmutación y limitan la corriente de fallo en continua. Los filtros adicionalmente suministran reactiva a la estación convertidora. Pueden ser necesarios en el lado de alterna y en el de continua. Para el disparo de los semiconductores es

necesaria una fuente adicional de reactiva. Pueden ser bancos de condensadores conectados en paralelo, STATCOM o SVC.

Los enlaces HVDC presentan dos configuraciones principales: Monopolar y bipolar (Kundur, 1994; Arrillaga, Liu y Watson, 2007). La configuración monopolar es la más sencilla, con un sólo polo, normalmente con polaridad negativa para reducir el efecto corona. El camino de retorno se puede establecer por tierra, se este modo se reducen pérdidas y coste de la instalación. En el caso de que la resistividad del terreno sea alta, o haya estructuras metálicas que impidan el uso de la conexión a tierra, se usan retornos metálicos. Estas instalaciones poseen dos importantes inconvenientes. Primero, al ser monopolar cualquier fallo en la línea implica la supresión del servicio, y segundo, si el lado de continua se conecta a tierra es necesario que los transformadores de la instalación soporten las tensiones de aislamiento que se produzcan. La configuración bipolar utiliza dos líneas de diferentes polaridades, la corriente circula en direcciones contrarias y en condiciones nominales no existe corriente por el camino de retorno, conectado a tierra. En caso de falta el sistema puede seguir en funcionamiento con una de las líneas. El tipo de conexión de las tierras influye en el comportamiento de las faltas. En (Leterme y col., 2014) se comparan distintas conexiones en faltas polo-tierra para enlaces punto-punto y multipunto.

La refrigeración de los convertidores se mantiene con un sistema de alimentación auxiliar. Finalmente el sistema de protección y control, compuesto por los interruptores automáticos, normalmente colocados en el lado de alterna.

Inicialmente estos enlaces utilizaban convertidores conmutados por red (HVDC-LCC). Se trata de una tecnología madura con numerosas instalaciones en funcionamiento (Montilla d'Jesús, 2010). En los últimos tiempos se han introducido los enlaces con convertidores autoconmutados (HVDC-VSC). El número de instalaciones en funcionamiento con estos convertidores va también aumentando, validando las ventajas de un control más versátil y la disminución de pérdidas y costes puesto que, debido a las características del convertidor, las fuentes de compensación de reactiva y los filtros en el lado de continua no son necesarios.

### 2.2.3 Enlaces HVDC Híbridos

En su diseño, los enlaces de continua contemplan el mismo tipo de convertidor en ambos extremos de la línea. Sin embargo, la necesidad de aumentar los puntos de conexión de los distintos centros de generación y consumo para construir una red más fiable y poder evacuar potencias aprovechando mejor los recursos hace que en ocasiones sea necesaria la unión de puntos con distintas tecnologías de convertidores. Aparecen entonces los enlaces híbridos.

**Enlace HVDC híbrido LCC-VSC:** Existen trabajos académicos que contemplan la posibilidad de unir ambas tecnologías (Xia Chen y col., 2011) y enlaces recientemente inaugurados, como Skagerrak 4, entre Noruega y Dinamarca, puesto en marcha en Marzo de 2015 (Fairley, 2014), que validan la posibilidad de convivencia de ambos tipos de convertidores con una adecuada operación del sistema.

**Enlaces HVDC con convertidores no controlados (DR)** La opción de utilizar un convertidor basado en diodos fue expuesta en (Machida y col., 1978; Hungsasutra y Mathur, 1989). En dichas publicaciones se destaca el aumento de fiabilidad, la reducción en el coste de la instalación y en las pérdidas pero indicando a su vez su principal inconveniente: estos convertidores sólo pueden trabajar en modo control por tensión. Se desarrollan sistemas de control donde la excitación del generador regula la tensión de continua en el doble convertidor. El inversor, por lo tanto, regula la tensión del enlace de continua. Sin embargo, los enlaces con puente de diodos conectados directamente a un generador síncrono, presentan una respuesta muy lenta ante faltas, por lo que no se han llevado a la práctica. Por otro lado, si se utilizan generadores conectados mediante inversores (turbina eólica tipo 4), esta solución resulta viable técnica y económicamente. A pesar de que en la práctica aún no existe ningún enlace con tecnología de puente de diodos, el estudio teórico es extenso. En (Blasco-Gimenez y col., 2010) y en (D'Derlé, 2013) se combina el puente de diodos con un convertidor LCC que une con la red terrestre de alterna, comprobando su buen funcionamiento frente al arranque del parque y cortocircuitos.

En la presente tesis surge una nueva propuesta de enlace híbrido combinando el puente de diodos con el VSC. Este enlace fue propuesto por primera vez por la autora en (Bernal-Perez y col., 2011). La presente tesis desarrolla ampliamente el sistema propuesto, integrando el enlace de diodos en una red multipunto.

## 2.2.4 Comparando las distintas opciones

Los estudios comparativos realizados entre las distintas tecnologías mencionadas (Lazaridis, 2005; Negra, Todorovic y Ackermann, 2006; Bozhko y col., 2007) concluyen estableciendo una relación potencia-distancia donde cada opción se posiciona cubriendo cierto rango de valores. HVAC resulta adecuada para líneas de media potencia (unos cuantos cientos de MW) y longitudes entre 50 y 75 km, debido al efecto de las capacidades del cable. El uso de HVDC se reserva entonces para distancias de más de 50 km. De hecho para algunos autores los límites para los HVDC aún no están definidos (MacLeod, N. y col., 2015).

Comparando los enlaces HVDC entre sí, HVDC-LCC presenta la ventaja de la experiencia de más de 30 años en esta tecnología, con instalaciones en funcionamiento de grandes potencias. Su principal inconveniente, la necesidad de una tensión para la conmutación suministrada por un compensador síncrono o un STATCOM.

En cambio los enlaces HVDC-VSC con conmutación forzada no necesitan de esta fuente de tensión externa, realizando además el control de reactiva y de activa de forma independiente. Los inconvenientes, hay pocas instalaciones en funcionamiento y de menor potencia. La fiabilidad en servicio no ha sido completamente probada.

Respecto a incluir el puente de diodos como uno de los convertidores en las redes híbridas, (Menke, 2015) enumera varias ventajas, entre ellas la reducción de los costes de operación y mantenimiento, diseño más pequeño y compacto que permite una rápida puesta en marcha mejorando el tiempo de retorno de la inversión. Otros aspectos quedan pendientes de la puesta en servicio de este tipo de instalaciones. No obstante los estudios teóricos realizados (Bernal-Perez y col., 2012) apuntan a que también se disminuirán las pérdidas durante el funcionamiento de la instalación.

## **2.3 DEL PUNTO-A-PUNTO AL MULTIPUNTO**

A pesar del gran interés que los sistemas multipunto con HVDC tuvieron durante los años 80, visto el número de artículos publicados en esa época, tan sólo dos instalaciones vieron la luz antes de 2013: Hydro-Quebec en Canadá y SACOI, entre Italia y Francia. Estas instalaciones multipunto surgen del desarrollo de líneas punto-punto. En cambio las construidas recientemente en China ya fueron pensadas desde un principio como multipunto gracias a la tecnología VSC. Además de describir brevemente estas instalaciones en el presente apartado se ha incluido el proyecto entre Dinamarca y Alemania denominado Kriegers Flak. Actualmente en construcción, tiene fecha prevista de finalización en 2018. Durante este tiempo el interés en conocer el comportamiento y las opciones en dichas instalaciones no ha decaído (Arrillaga, Liu y Watson, 2007, Página 323). En el aspecto normativo CIGRE ha publicado un modelo para redes multipunto en continua. Además hay importantes proyectos como DESERC o Supergrid en un horizonte futuro.

### **2.3.1 Instalaciones multipunto en operación**

Se presentan cuatro instalaciones, las dos primeras fruto de una ampliación de conexiones punto-punto con convertidores LCC. Las dos últimas, diseñadas desde un principio para el funcionamiento multipunto utilizan convertidores VSC. Se benefician por tanto de la facilidad de estos enlaces para gestionar el flujo de potencia y la auto compensación de reactiva. Además el tamaño de las instalaciones es más reducido, ventaja aprovechada para la instalación en las islas.

### ***Hydro-Quebec***

Situado en nueva Inglaterra, Canadá, el proyecto se desarrolló en dos fases: Durante la primera fase se construyó una línea punto-punto entre Québec (Des Cantons) y New Hampshire. Se comisionó en 1986. Se trata de una línea de 172 km, bipolar de  $\pm 450$  KV con una potencia nominal de 690 MW. Posteriormente se incorporaron las estaciones convertidoras de Radisson (2.250 MW) y Sandy Pond (2.000 MW) en 1990. En Radisson se conecta la central hidroeléctrica La Grande II. La última estación en incorporarse fué Nicolette (2.138 MW) en 1992.

Sin embargo los dos primeros enlaces fueron desconectados tras una nueva evaluación del sistema, resolviendo que era más ventajosa la desconexión de estos nodos. Por tanto ahora se trata de una red de 3 terminales: Radisson, Sandy Pond y Nicolette. (Gagnon y col., 2012)

### ***SACOI***

Esta red multipunto está compuesta de tres terminales. Une la península de Italia con las islas de Córcega y Cerdeña. Combina líneas aéreas (unos 300 km), con cable submarino (120 km). En 1967 se realiza la puesta en marcha de la conexión punto-punto entre Dalmazio en la Toscana (península Italiana) y Codrongianos, en Cerdeña (200 MW - 200 kV) usando convertidores de válvulas de mercurio, con tres segmentos de línea aérea y dos submarinas. En 1987 se une Lucciana en Córcega, esta vez ya con convertidores de tiristores y posibilidad de flujo de potencia en las dos direcciones. La nueva estación, de 50MW, convierte a la red en multipunto. (Billon y col., 1989; Mazzoldi y col., 1989) En 1992 se sustituyen las válvulas de mercurio por tiristores aumentando la potencia nominal de la línea de 200 MW a 300 MW.

### ***Nanao***

A finales del año 2013 China Southern Power Grid puso en funcionamiento el sistema multipunto que une la isla de Nanao con el sistema eléctrico chino. La tensión de la línea es de  $\pm 160$  kV con una capacidad de la estación convertidora de 200 MVA que absorbe las potencias de dos parques eólicos de 84 y 45 MW. Según (Li y col., 2014) existen más potencia eólica planificada.

### *Zhoushan*

El 4 de Julio de 2014 China puso en funcionamiento la red multipunto VSC de 5 terminales de  $\pm 200kV$  al noroeste de la provincia de Zhejiang, uniendo las islas del archipiélago. Hasta ese momento las islas estaban unidas al continente por líneas AC de 220 kV y 110 kV, con poca fiabilidad en el suministro. Además la instalación permite la evacuación de energía eólica del parque eólico marino en Daishan.

## **2.3.2 Instalaciones multipunto en construcción**

### *Kriegers Flak*

Kriegers Flak es un parque eólico marino de 600 MW situado en el Mar Báltico. Es el primer proyecto en Europa que desde su inicio está pensado como red multipunto. Participan en él las empresas Vattenfall Europe Transmission de Alemania, Svenska Kraftnät de Suecia y el proveedor de energía danés Energinet.

La red multipunto, además de suministrar la energía procedente del parque eólico, aumentará la seguridad de suministro energético al mejorar la capacidad de transmisión.

Se calcula que Kriegers Flak entrará en funcionamiento entre 2018 y 2020 suministrando electricidad doméstica a más de 500.000 hogares de los tres países.

## **2.3.3 Modelos para el estudio de redes multipunto**

CIGRÉ, en el cumplimiento de su objetivo de facilitar y desarrollar el intercambio de conocimientos técnicos entre todos los países en el campo de la producción y el transporte de energía eléctrica en alta tensión, ha creado un comité de estudio, el SC B4, para HVDC y electrónica de potencia. Dicho comité ha publicado un modelo de red multipunto para el estudio de este tipo de instalaciones.

En la Figura 2.2 se detalla la configuración propuesta en (*CIGRE B4 DC Grid Test System*). En ella se consideran nodos en continua, sistemas terrestres y marinos en alterna y sistemas HVDC-VSC. Aunque la mayor parte del estudio está realizado sobre enlaces VSC también se ha tenido en cuenta el impacto de esta red sobre los enlaces LCC.

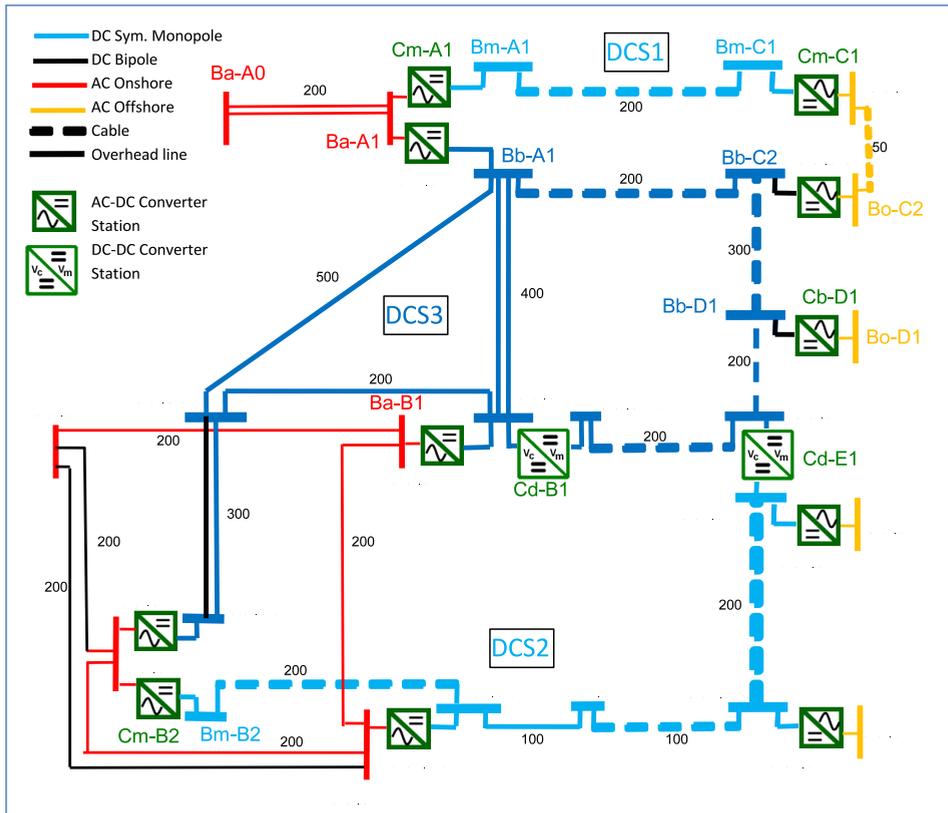


Figura 2.2: Modelo CIGRE para el estudio de redes multipunto

### 2.3.4 Futuras redes de transporte HVDC

#### *Grandes proyectos HVDC*

Las instalaciones propuestas, The European SuperGrid, The North Sea Grid, The MedGrid o Desertec, tienen todas ellas como finalidad integrar fuentes de energía renovables.

- The European Supergrid (*The European Supergrid* 2014) Se autodefine como una red de transmisión pan-Europea para facilitar la integración de las energías renovables a gran escala, el transporte y el balance oferta-demanda con el objetivo de mejorar el mercado europeo.
- The North Sea Grid (*The North Sea Grid* 2014) centra sus esfuerzos en la integración de las instalaciones marinas en la red de transporte terrestre, con el objetivo de aprovechar todo el potencial eólico de sus costas.
- Medgrid Desertec (*Medgrid Desertec* 2014) Se encuadra en los países del mediterráneo estableciendo la unión entre África y el continente Europeo. Su principal objetivo es establecer una red capaz de exportar 5GW entre ambos continentes. Es por ello que promueven el desarrollo de la tecnología en cables submarinos para HVDC.

## 2.4 RETOS DE LAS REDES MULTIPUNTO HVDC

Las redes multipunto, durante su desarrollo, se enfrentan a varios retos ya identificados por diversos autores (Beerten, Jef y col., 2014; Aragüés-Peñalba y col., 2014; Chaudhuri y col., 2014). Estos retos son:

- Disponibilidad de equipos de maniobra. Tanto para su normal funcionamiento en tareas de mantenimiento como para los fallos donde es necesario aislar partes de la instalación es necesario disponer de interruptores capaces de hacerlo. El desarrollo de las tecnologías que permitan realizar esta función en los tiempos requeridos permitirá el desarrollo de nuevas topologías (Gomis-Bellmunt y col., 2011) o incluso la posibilidad de que las líneas de continua contribuyan a la estabilidad del sistema durante las faltas (Meyer, Kowal y De Doncker, 2005).
- Requisitos para el conexionado de los distintos nodos, en especial los parques eólicos. La normativa existente y en desarrollo define parámetros de trabajo tanto en régimen permanente como ante transitorios de conexión - desconexión o faltas. La validez de un sistema depende de su capacidad para dar respuesta a todos los requerimientos que se establezcan.

- Sistemas de reconexión a la red (*Black Start Capability*). Capacitar al sistema de procedimientos de recuperación ante fallos que producen la desconexión y la desenergización de los nodos, dotándolo de elementos que sean capaces de restablecer su correcto funcionamiento.
- Estrategias de control para los enlaces HVDC con una fiabilidad comparable a las redes de alterna. Para ello es necesario identificar los parámetros a controlar y los elementos que serán capaces de hacerlo, estableciendo estrategias válidas tanto en régimen permanente como ante faltas.

En los siguientes apartados se comentan estos retos con algo más de detalle.

### 2.4.1 Equipos de maniobra

En las redes de continua los interruptores, ante la falta de un paso natural de la corriente por cero, deben integrar varias funciones (Franck, 2011), como son la de crear una tensión opuesta para llevar la corriente a cero, disipar la energía almacenada en las bobinas y condensadores del sistema, a la vez que soportan las sobretensiones producidas en las faltas.

Como es difícil integrar las funciones en un sólo elemento la solución adoptada por los fabricantes es desarrollar dispositivos con varias ramas en paralelo, asignando a cada rama una de las funciones del interruptor (Callavik y col., 2012).

Además pueden existir otros dispositivos de protección adicionales, como son las resistencias de descarga. Del mismo modo que se ha utilizado en las redes de alterna estos dispositivos permiten evacuar la potencia presente durante el cortocircuito disminuyendo el valor máximo de las tensiones aparecidas durante las faltas (Chaudhary y col., 2009; Schettler, Huang y Christl, 2000).

### 2.4.2 Desarrollo de normativa para el conexionado (*Grid Codes*)

Existe normativa ya publicada para el conexionado de los parques eólicos a la red, como por ejemplo, la (*UNE-EN 61400-21 Aerogeneradores Parte 21: Medida y Evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red.* 2009). En ella se establece una guía para la medida de la calidad de la potencia suministrada por los parques eólicos. Indica los parámetros que deben controlarse, por ejemplo, la frecuencia, los cambios en los niveles de tensión, los flicker, las distorsiones de armónicos, las interrupciones, etc. definiendo los valores límites de dichos fenómenos.

Distintos laboratorios de ensayos eléctricos de diversos países europeos se han unido para crear MEASNET, y unificar los procedimientos para la medida de dichas variables eléctricas, como en (*Power Quality Measurement Procedure* 2009).

Respecto al interconexión de redes HVAC y HVDC, a nivel nacional países como Irlanda (*EIRGRID Grid Code 2015*) han desarrollado una normativa específica para el funcionamiento de sus redes.

A nivel europeo se ha creado ENTSO-E (the European Network of Transmission System Operators for Electricity), a la cual pertenece Red Eléctrica Española. La finalidad de esta organización es establecer una reglamentación común para las interconexiones de redes eléctricas. En el caso concreto de las redes HVDC, están trabajando en un reglamento del que ya se dispone un borrador fechado en Abril de 2014.

### 2.4.3 Recuperación del sistema tras las faltas

En las propuestas publicadas se somete al sistema a fallos en la red de alterna (Chen y col., 2011), normalmente se trata de cortocircuitos trifásicos por considerarlos los más desfavorables. Sin embargo son escasos los ejemplos de fallos en la red de continua, donde el sistema debe ser capaz de despejar la falta, para lo que se necesitan interruptores adecuados y donde la conexión a tierra elegida determina el valor de las corrientes y tensiones a las que estarán sometidos los componentes de la red durante los transitorios. También carece aún de estudio la capacidad de las líneas de restablecer su normal funcionamiento tras el despeje de las faltas (Tang y Ooi, 2002) aunque si está iniciado el estudio de la influencia de la conexión a tierra en el comportamiento ante este tipo de faltas (Leterme y col., 2014).

### 2.4.4 Estrategias de control para redes multipunto

Las estrategias de control a aplicar a las redes multipunto son actualmente objeto de estudio y aún no se dispone de soluciones estándar. La presente tesis, tras la propuesta de la red híbrida multipunto con puente de diodos, aborda el reto de definir su estrategia de control y estudia su robustez mediante un detallado análisis de estabilidad. En el siguiente apartado se describe con mayor profundidad el control de las redes multipunto y las alternativas existentes.

## 2.5 ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA ENLACES HVDC MULTIPUNTO

En la presente tesis se integra un parque eólico marino mediante un convertidor en puente de diodos. Por lo tanto primero es necesario abordar el problema de controlar la tensión de la red marina de alterna. Esta tarea ya no podrá realizarla el convertidor al ser no controlado. Una de las posibilidades es disponer de una máquina conectada a través de un convertidor de plena potencia y que sea este doble convertidor el que se haga cargo del control tanto del módulo como de la

frecuencia de la tensión de la red marina. A continuación se aborda el control de la tensión de la red de continua. En el sistema punto-a-punto el diseño del sistema de control se supone similar al de los enlaces LCC o VSC, teniendo en cuenta que el funcionamiento del rectificador está definido por sus ecuaciones, sin posibilidad de regular el ángulo de disparo. En el sistema multipunto se puede optar por un control distribuido donde varios convertidores asuman la tarea de control de tensión, dotando a la instalación de mayor fiabilidad.

### **2.5.1 Parque eólico marino conectado a redes terrestres de alterna mediante enlaces HVDC**

La conexión de un parque eólico marino a una red terrestre de alterna contempla el control de diversas magnitudes, como son el par y la velocidad de cada aerogenerador, la tensión de la red de alterna, tanto en el valor eficaz, como en la frecuencia, así como la tensión en la red de continua y los balances de potencia activa y reactiva entre los puntos que forman la red.

Existen numerosos estudios publicados respecto a la conexión de parques eólicos, donde el reparto de las tareas de control entre los componentes del sistema está claramente influenciado por el tipo de máquina empleada. En el caso de (Li, Bozhko y Asher, 2008) , se trata de un aerogenerador con máquina asíncrona doblemente alimentada donde el doble convertidor controla la excitación del rotor, controlando la potencia activa y reactiva generada. El rectificador del enlace HVDC-LCC se encarga del control de la frecuencia de la red de alterna.

No obstante en las conexiones de parques eólicos marinos, el hecho de que el flujo de potencia sea unidireccional (el parque eólico vierte potencia a la red, nunca a la inversa) y que los valores de la tensión de la red marina de alterna no sean críticos (no son valores de tensión en bornes de puntos de consumo, con márgenes más amplios) permite considerar conjuntamente el enlace HVDC y el parque eólico de modo que se pueden plantear ciertas mejoras respecto a los sistemas convencionales, como el evitar el uso de los compensadores síncronos o los STATCOM para la regulación de reactiva o considerar el uso de rectificadores no controlados, en sustitución de los puentes de tiristores o los VSC (Blasco-Gimenez y col., 2009).

En (Blasco-Gimenez y col., 2011) se establece un esquema de control donde el rectificador del doble convertidor se puede hacer cargo tanto del control de la tensión del enlace de continua como de la corriente del generador. Por tanto, el inversor del doble convertidor asume la tarea del control de la tensión y la frecuencia de la red marina de alterna.

### 2.5.2 Control de redes en alterna y continua

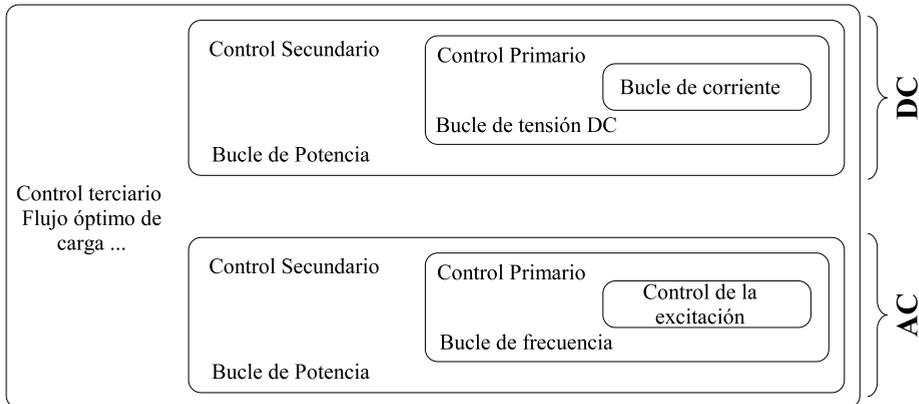
En los sistemas HVAC tradicionales es necesario controlar el valor eficaz y la frecuencia fundamental de la tensión manteniendo el balance de potencia activa y reactiva en los nodos que forman la red. Estas magnitudes no son independientes. Por ejemplo, si en un momento determinado aumenta la potencia demandada al sistema, aumentará el par en los generadores y éstos comenzarán a frenarse, disminuyendo con ello la frecuencia de la red. A su vez la diferencia de valores eficaces de las tensiones entre dos nodos está relacionado con el flujo de potencia reactiva entre ellos. No obstante, estas relaciones P-f y Q-V a su vez pueden considerarse independientes entre sí. Por lo tanto, se consideran dos estrategias:

- Control frecuencia-potencia, en inglés conocido como LFC (Load Frequency Control), a través de la regulación de la velocidad del generador y la fuente de energía primaria.
- Control de tensión en los terminales del generador (AVR, siglas de Automatic Voltage Control), a través del control de tensión y el sistema de excitación. Este control de tensión es apoyado por diversos mecanismos repartidos por toda la red. Es el caso de los condensadores, reactancias, compensadores estáticos como el Static Var Compensator (SVC) y el Static Compensator STATCOM, los intercambiadores de tomas de los transformadores o los compensadores síncronos.

Al aparecer los enlaces en continua este panorama cambia un poco. Los convertidores pueden asumir las tareas de control y las restricciones en puntos de generación pueden relajarse al ser independientes de las tensiones en los puntos de consumo.

El escenario resultante puede, no obstante, guardar similitudes con el de alterna, considerando una estructura jerárquica en tres niveles (Egea-Alvarez y col., 2012), donde el control primario controla frecuencia en las redes de alterna y tensión en las de continua. En ambos casos el control secundario regulará los intercambios de potencia entre los distintos nodos de la red. Finalmente el control terciario establecerá las consignas de potencia para cada uno de los nodos atendiendo a criterios previamente establecidos como óptima operación de la red o requisitos del mercado. En la Figura 2.3 se muestra esta distribución por niveles de las tareas de control.

Además en los sistemas HVDC se almacena energía en los condensadores, que puede ser utilizada de modo similar a la frecuencia en las redes de alterna, compensando las variaciones temporales de la tensión. No obstante la diferencia entre ambos sistemas es que mientras la frecuencia se mantendrá constante en prácticamente todo el sistema, la tensión en los diferentes nodos de la red de continua varía sensiblemente. Los tiempos de respuesta necesarios en las redes de continua



**Figura 2.3:** Comparativa de controles en AC y DC (Egea-Alvarez y col., 2012)

son mucho más cortos que los de las redes de alterna y esto se conseguirá con controles más rápidos (Beerten, Jef y col., 2014).

### 2.5.3 Control de la tensión en el enlace HVDC

Los enlaces LCC trabajan controlando la corriente en ambos terminales en función de consignas de potencia y la tensión medida. Es un sistema de control validado por las numerosas instalaciones en funcionamiento. Sin embargo, los enlaces VSC están ganando terreno debido a su versatilidad al disponer de varios modos de control: frecuencia y tensión de alterna, potencia activa, potencia reactiva o tensión del enlace de continua (Arrillaga, Liu y Watson, 2007).

En el caso de asignarle al convertidor VSC la función de controlar la tensión, no hay un consenso en el modo de hacerlo, conviviendo diversas estrategias, como son el control de tensión constante, de corriente constante o el control proporcional, conocido como *droop control*. De hecho los controladores pueden utilizar de modo alternativo estas estrategias, dependiendo de los puntos de funcionamiento, la existencia o no de comunicaciones, etc. En lo que sí coinciden los autores es en considerar el control proporcional como la estrategia más utilizada, incluso mostrando el resto de controles como casos extremos del mismo, (Vrana y col., 2013).

El control proporcional funciona del siguiente modo: Se impone una referencia de corriente a los bucles de control del convertidor (Prieto-Araujo y col., 2011).

$$i^* = K_{droop}(E - E_0) \quad (2.1)$$

E es la tensión del enlace,  $E_0$  es la referencia y  $k_{droop}$  es la ganancia del bucle. Las tensiones de referencia vienen dadas por el control secundario y las ganancias de los bucles pueden seleccionarse siguiendo, por ejemplo, criterios de reducción de pérdidas en las líneas (Aragüés-Peñalba y col., 2014) o de estabilidad del sistema (Bianchi y Gomis-Bellmunt, 2011).

A partir del control proporcional se pueden diseñar estrategias más elaboradas:

- Dead band droop control (Dierckxsens y col., 2012): El convertidor opera a corriente/potencia constante hasta alcanzar unos valores dentro de la franja de tensión, la denominada zona muerta (dead band), donde se aplica un control proporcional.
- Undead-band droop control (Vrana, Zeni y Fosso, 2012a; Vrana, Zeni y Fosso, 2012b): En este modo de control se definen zonas con distintos valores de las constantes de proporcionalidad para diferenciar, por ejemplo, el comportamiento en régimen permanente o durante las faltas.

#### 2.5.4 Control de enlaces multipunto

Diversos autores (Beerten, Jef y col., 2014; Egea-Alvarez y col., 2012) coinciden en establecer dos estrategias principales en el control de las redes multipunto.

**Control centralizado** (Xia Chen y col., 2011) El modo básico de operación es la operación master-slave, donde uno de los nodos fija la tensión y el resto controlan la potencia. Dentro de este tipo de control se pueden establecer requisitos adicionales, como por ejemplo, el de dar prioridad de producción a un parque eólico. Mientras no se alcance la potencia máxima de generación este terminal puede controlar la tensión del enlace de continua, trabajando a tensión constante. En el momento de exceder esa potencia dejará de controlar tensión y esta tarea se le asignará a otro convertidor (Lie Xu, Liangzhong Yao y Bazargan, 2009). Este método funciona bien en el punto de funcionamiento, con variaciones pequeñas respecto a los valores de referencia de los convertidores. Pero ante fluctuaciones en el sistema el nodo que se encarga del control de tensión puede perder fácilmente su capacidad de control. O incluso si, por cualquier motivo, ese convertidor se desconectara, la función del control de tensión debería asignarse a otro de los convertidores. Para evitar este inconveniente se presenta la alternativa del control distribuido.

**Control distribuido.** En este caso el control de tensión es compartido por varios convertidores. Por ejemplo, en el control por margen de tensión, la tensión del enlace de continua se establece entre dos de los terminales definiendo las tensiones de referencia con un cierto margen (Nakajima e Irokawa, 1999; Weixing Lu y Boon-Teck Ooi, 2003; Haileselassie, Temesgen M., Molinas, Marta y Undeland, Tore, 2008). En el control conocido como *ratio control* se establece una relación entre

las salidas de dos nudos, por ejemplo en (Yao y Xu, 2012) la relación se establece entre las potencias activas de dos redes terrestres:

$$n = \frac{P_A}{P_B} \approx \frac{I_A}{I_B} = \frac{k_A (E_A - E_{refA})}{k_B (E_B - E_{refB})} \quad (2.2)$$

Aplica el control proporcional de tensión compartiendo el control entre varios terminales donde las constantes del control proporcional variarán en función del ratio establecido.

### 2.5.5 Estabilidad en pequeña señal y estudio de transitorios

El problema de estabilidad se plantea desde el comienzo del desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia. Empezó en los generadores, cuestionándose la capacidad de éstos de recuperar el sincronismo tras las faltas. Pero al aumentar la complejidad de los sistemas en el estudio deben intervenir todos los elementos que conforman el sistema, así como los controles y los sistemas de protección.

En los manuales de sistemas de potencia (Kundur, 1994; Gómez Expósito, 2002) se pueden encontrar clasificaciones que responden a la naturaleza del fenómeno físico estudiado (ángulo o tensión), las dinámicas involucradas (corto plazo o largo plazo) y la magnitud de la señal-perturbación (gran señal y pequeña señal).

**El análisis en pequeña señal** estudia la respuesta del sistema ante perturbaciones de magnitud tal que el sistema se puede definir mediante sus ecuaciones linealizadas alrededor de un punto de funcionamiento. Se basa en el modelado del sistema, cálculo de la matriz de estado y de sus autovalores. Permite un conocimiento más profundo de la dinámica del sistema. En (Osauskas y Wood, 2003) se establecen las interacciones de los distintos elementos de una red con líneas híbridas (HVAC-HVDC). En (Li Wang y col., 2010) se utiliza para el diseño del control para un enlace HVDC-LCC de un parque eólico con generadores de inducción de velocidad constante.

Los problemas fundamentales en este tipo de estudio es el modelar correctamente los elementos que componen el sistema. En el caso de concurrir en una misma instalación elementos en continua y alterna una opción consiste en modelar la alterna en ejes dq, para componer una única matriz de estado. No obstante el detalle alcanzado en la parte de alterna debería ser el mismo a la de continua, por lo que estudios como el realizado en (Yang y Chen, 2004) pueden ser mejorados.

La exactitud del modelo se puede validar mediante comparación de la respuesta obtenida de las ecuaciones de estado y la resultante de aplicar esa pequeña perturbación al sistema en programas de estudio de transitorios electromagnéticos (Electromagnetic Transient Program, EMTP).

Una vez se consigue un buen modelo del sistema este análisis puede ser utilizado para otros estudios. En el caso de (Alsseid, Jovcic y Starkey, 2011) se comparan dos tipos de control, predictivo y derivativo. Tras el estudio de estabilidad variando la potencia de cortocircuito, se concluye limitando la validez del control a un rango determinado de potencias.

**El análisis en gran señal** describe el comportamiento dinámico ante grandes perturbaciones como cortocircuitos o pérdidas de carga, y no permite la linealización de las ecuaciones dinámicas. Un modo de trabajo para validar el diseño de controladores puede ser también la simulación del sistema mediante programas EMTP como es el caso de PSCAD/EMTDC. Este tipo de software permite realizar ensayos en el dominio del tiempo y simular faltas, representando la respuesta temporal de cualquier magnitud a estudio.

Ambos estudios son utilizados en el diseño del control y las protecciones.

## 2.6 RESUMEN DEL CAPÍTULO

En primer lugar, podemos concluir del análisis del estado del arte realizado, que la conexión de los parques eólicos marinos a las redes de alterna mediante enlaces HVDC no dispone de una única tecnología y que la posibilidad de realizar el enlace mediante un convertidor en puente de diodos es factible si el control diseñado cumple con los requisitos que se le exigen a este enlace, tanto en configuraciones punto-a-punto como en redes multipunto.

El sistema multipunto se debe modelar de forma precisa para el estudio en diversos modos de funcionamiento y ante faltas. La validez de dicho modelo se puede constatar mediante su análisis en pequeña señal, permitiendo de ese modo el estudio de la influencia de los parámetros que conforman la red en su comportamiento.

La presente tesis propone un sistema híbrido DR-VSC con un modelo detallado y, tal y como se verá en los ensayos de la red punto-a-punto (capítulo 4), y la red multipunto (capítulo 5) presenta un comportamiento adecuado en los modos de trabajo supuestos. Durante la energización de la red permite dotar a la instalación de capacidad de *black-start*. Por otra parte, se ha tratado el problema de los cortocircuitos en la red de alterna, así como los de continua, considerando una determinada conexión a tierra ante este tipo de fallos y dejando abierta la posibilidad de integrar otros modos. En definitiva, tras el análisis realizado las redes híbridas multipunto con puente de diodos suponen una posibilidad capaz de dar respuesta a los retos tecnológicos planteados para las redes futuras.



## Capítulo 3

# Descripción y Modelos del parque eólico y del enlace HVDC

En este capítulo se describen y modelan los componentes de los dos sistemas que son objeto de estudio de la presente tesis: el sistema punto-a-punto y el sistema multipunto o multiterminal. El sistema punto-a-punto consta básicamente de tres partes: el parque eólico marino, el enlace de alta tensión en continua (HVDC) y la red eléctrica terrestre de transporte. En el caso del enlace multipunto, la línea de continua se ramifica de manera que el parque eólico queda interconectado con tres terminales que, a su vez, están unidos a su correspondiente red terrestre de transporte.

Los componentes que forman parte del parque eólico marino son los aerogeneradores y la red marina de alterna. Cada aerogenerador está formado a su vez por el rotor eólico, el sistema mecánico de transmisión, el generador síncrono de imanes permanentes, el doble convertidor de plena potencia y el transformador.

El enlace HVDC está formado por el rectificador no-controlado de diodos (DR), el cable submarino y el convertidor de fuente de tensión (VSC) que actúa como inversor. El rectificador a su vez comprende los filtros del lado de alterna, los transformadores, los puentes de diodos y el filtro del lado de continua.

En el caso del sistema multipunto, los tres terminales son también convertidores VSC pero en esta ocasión pueden actuar como rectificadores o como inversores.

Para modelar cada elemento del sistema punto a punto y del sistema multipunto, 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 el modelo debe proporcionar resultados válidos en los estudios en régimen permanente y en régimen transitorio.

Los modelos asociados a sistemas trifásicos se representan 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.

Los modelos propuestos en este capítulo se validan posteriormente. Tras la validación, tan sólo el modelo del rectificador no-controlado es sustituido por otro que proporciona mejores resultados en comportamiento dinámico.

### 3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA PUNTO-A-PUNTO

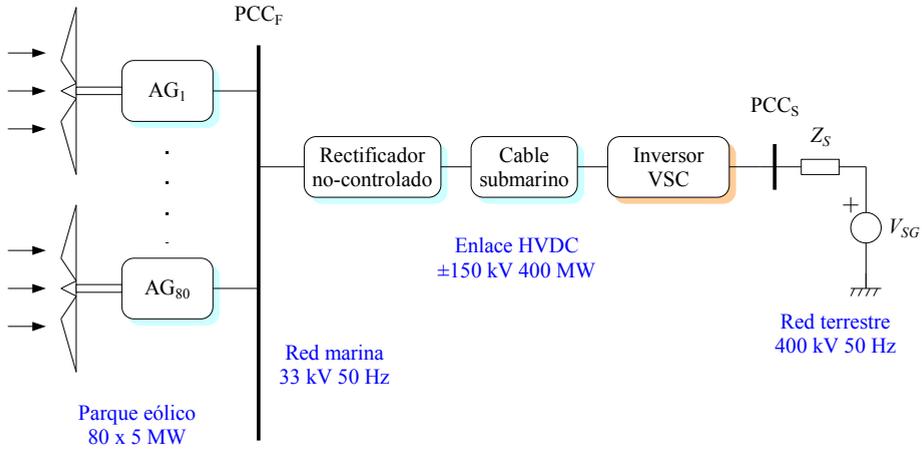
En la Figura 3.1 se muestra el sistema punto-a-punto propuesto y que consta de tres partes claramente diferenciadas: el parque eólico marino, el enlace de alta tensión de continua y la red terrestre de alterna. El parque eólico está compuesto por 80 aerogeneradores iguales de 5 MW aunque el viento incidente puede ser diferente en cada uno de ellos. La potencia total instalada es, por tanto, de 400 MW.

El enlace HVDC consta de un rectificador no-controlado que utiliza diodos, un cable HVDC submarino de 100 km y un convertidor de tensión (VSC) que actúa de inversor. En cuanto a la red terrestre, ésta se modela simplemente mediante su equivalente de Thevenin aunque, para aumentar la validez de los resultados.

### 3.2 PARQUE EÓLICO MARINO

El parque eólico marino consta de 80 aerogeneradores iguales de 5 MW, por lo que la potencia total instalada es de 400 MW. Todos los aerogeneradores muestran el mismo comportamiento si el viento incidente también fuese el mismo. Como la extensión del parque eólico es grande, es de suponer que el viento incidente no será igual para todos ellos. Para tener en cuenta esta diferencia y para disponer de un sistema más versátil, se han hecho cinco grupos de 1, 8, 16, 24 y 31 aerogeneradores.

En cada grupo de aerogeneradores el viento incidente es el mismo y su conjunto de aerogeneradores se ha modelado mediante lo que se ha denominado un *aerogenerador agregado*. Al no utilizar 80 aerogeneradores también se reduce el tiempo de cálculo sin disminuir la validez de los resultados. Ésta es también una de las soluciones utilizadas en (Conroy y Watson, 2009).



**Figura 3.1:** Parque eólico marino conectado a la red terrestre de alterna mediante enlace HVDC con rectificador no-controlado e inversor VSC

En cuanto al tamaño y la tecnología del aerogenerador utilizado en la presente tesis, éstos se han seleccionado de acuerdo con los catálogos de grandes fabricantes, algunos de los cuales se muestran en la Tabla 3.1. En la columna "Tecnología" se distingue entre aerogeneradores con multiplicadora (Gb) y sin multiplicadora (DD), y entre generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) y generadores síncronos de excitación independiente (EMSG). El aerogenerador propuesto es pues acorde con estos datos: potencia nominal de 5 MW, diámetro de 120 m, no necesita multiplicadora y su generador es síncrono de imanes permanentes.

Fabricante	Modelo	Potencia (MW)	Diámetro (m)	Tecnología
GE (EEUU)	4.1-113	4,1	113	DD PMSG
Vestas (Dinamarca)	V164-8.0 MW	8,0	164	Gb PMSG
Enercon (Alemania)	E-126/7,580 kW	7,58	127	DD EMSG
Goldwind (China)	GW 2.5 MW	2,5	100	DD PMSG
Gamesa (España)	G128-5.0 MW	5,0	128	Gb PMSG

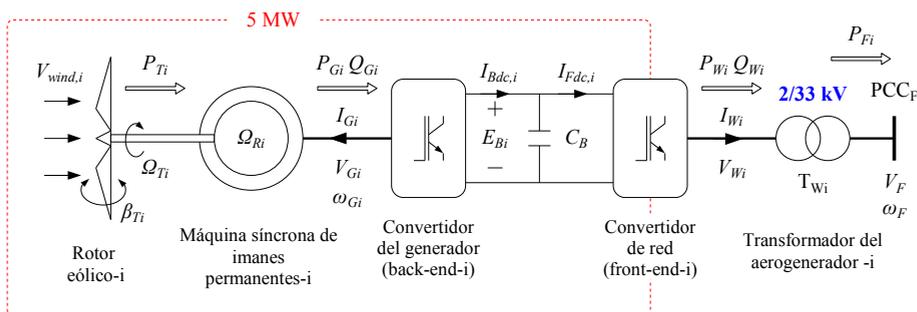
**Tabla 3.1:** Fabricantes de grandes aerogeneradores (año 2013)

### 3.2.1 Aerogenerador

Cada aerogenerador agregado, o simplemente aerogenerador, representa a uno de los cinco grupos de 1, 8, 16, 24 y 31 unidades de 5 MW cada unidad. Por lo tanto se tienen cinco aerogeneradores de 5, 40, 80, 120 y 155 MW en los que el viento incidente y las acciones de control pueden ser distintos en cada uno de los cinco, (Bernal-Perez y col., 2013).

La Figura 3.2 muestra los componentes del aerogenerador  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, 5$ ) conectado al punto común de conexión (PCC) de la red marina de alterna,  $PCC_F$ . Dichos componentes son:

- Rotor eólico con ángulo de paso variable.
- Generador síncrono de imanes permanentes.
- Doble convertidor (back-to-back) de capacidad igual a la nominal del aerogenerador.
- Transformador elevador.



**Figura 3.2:** Aerogenerador agregado  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, 5$ ) conectado al  $PCC_F$  marino

Desde el rotor eólico hasta el convertidor de red (front-end), los componentes se corresponden con los de un aerogenerador de 5 MW. Para modelar aerogeneradores de más de 5 MW, en el convertidor de red se multiplica internamente la corriente continua  $I_{Fdc,i}$  por un factor  $F_{Ci}$ . Por ejemplo en el aerogenerador agregado de 40 MW ( $i = 2$ ) se multiplica la corriente por  $F_{C2} = \frac{40}{5} = 8$ . En concreto esta operación se aplica para relacionar las potencias de entrada y de salida del convertidor de red:

$$E_{Bi}(I_{Fdc,i}F_{Ci}) = P_{Wi} \quad (3.1)$$

### **Rotor eólico**

En el aerogenerador agregado  $i$ , la energía cinética del viento que incide sobre su área  $A$  a una velocidad  $V_{wind,i}(t)$  tiene asociada una potencia que aumenta con el cubo de la velocidad del viento. La función del rotor eólico es capturar la mayor parte de esa potencia cinética y convertirla en potencia mecánica  $P_{Ti}$  disponible en el eje del rotor eólico y cuyo valor es:

$$P_{Ti} = \frac{1}{2} \rho A V_{wind,i}^3 C_{Pi} \quad (3.2)$$

siendo  $\rho$  la densidad del aire que se considera constante y de valor  $1,22 \text{ kg/m}^3$ , y  $C_{Pi}$  es el factor de potencia del rotor eólico. El área viene dada en función del radio  $R$  del rotor eólico y cuyo valor es de  $60 \text{ m}$ .

El factor de potencia depende de la geometría de las palas, el ángulo de paso de las palas  $\beta_{Ti}$ , la velocidad del viento y la velocidad angular  $\Omega_{Ti}$  del rotor eólico. En la presente tesis se utiliza la siguiente expresión obtenida a partir de (Heier, 2009):

$$C_{Pi} = 0,5176 \left( \frac{116}{\lambda_{0i}} - 0,4\beta_{Ti} - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_{0i}}} + 0,0068\lambda_i \quad (3.3)$$

donde:

$$\frac{1}{\lambda_{0i}} = \frac{1}{\lambda_i + 0,08\beta_{Ti}} - \frac{0,035}{\beta_{Ti}^3 + 1} \quad (3.4)$$

La variable  $\lambda_i$  es la velocidad específica:

$$\lambda_i = \frac{\Omega_{Ti} R}{V_{wind,i}} \quad (3.5)$$

En cuanto al par mecánico  $T_{Ti}$  éste se puede expresar en función de la potencia mecánica:

$$T_{Ti} = \frac{P_{Ti}}{\Omega_{Ti}} \quad (3.6)$$

### **Sistema mecánico de transmisión**

El sistema mecánico de transmisión es el encargado de transferir la energía mecánica desde el rotor eólico hasta el rotor del generador eléctrico. Para modelar el conjunto de elementos de este sistema existen distintas alternativas:

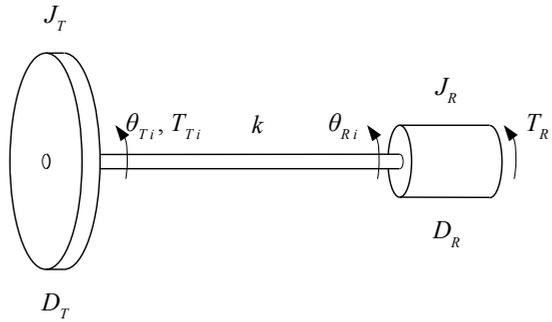
1. Sistema aeroelástico, como el desarrollado por el laboratorio ENREL del Departamento de Energía de los Estados Unidos, en el que se utiliza la teoría del elemento de pala (BEM, Blade Moment Element) para calcular las distintas fuerzas que actúan sobre la pala, (Jonkman y col., 2009).
2. Sistema mecánico de 6 masas. En este caso se consideran 6 constantes de inercia que son las tres palas, el buje, la multiplicadora y el rotor del generador. Además se tienen en cuenta sus 6 coeficientes de amortiguamiento y 5 constantes de rigidez correspondientes a las uniones entre las palas y el buje, el buje y la multiplicadora, y la multiplicadora y el rotor del generador.
3. Sistema mecánico de 3 masas. Es una simplificación del caso anterior y está formado por 3 constantes de inercia: el rotor eólico, la multiplicadora y el rotor del generador eléctrico.
4. Sistema mecánico de 2 masas. Solamente considera el rotor eólico y el rotor del generador unidos por un eje. La multiplicadora se integra en uno de los dos rotores dependiendo de cuál de ellos presenta un coeficiente de rigidez menor.
5. Sistema mecánico de 1 masa. Es el modelo más simple y consiste en una única masa giratoria.

El modelo aeroelástico resulta ser demasiado complejo y no introduce mejoras apreciables en el tipo de estudios de la presente tesis. El resto de alternativas se han valorado en (Muyeen y col., 2007) y (Muyeen, Tamura y Murata, 2009) desde el punto de vista de la estabilidad transitoria del sistema eléctrico y sus autores han llegado a las siguientes conclusiones:

- Efecto de las constantes de inercia. El aumento de las constantes de inercia del rotor eólico y del generador aumenta la estabilidad del sistema. El efecto es el mismo en el modelo de 6, 3 y 2 masas.
- Efecto de los coeficientes de rigidez. La estabilidad en los transitorios provocados depende de la constante de elasticidad entre buje y generador. Por tanto el comportamiento del sistema de 2 masas es similar al de los casos de 6 y 3 masas.
- Efecto de coeficientes de amortiguamiento. Los sistemas de 6, 3 y 2 masas muestran un comportamiento similar.

A partir de estos resultados y puesto que el aerogenerador elegido en la tesis no utiliza multiplicadora, se propone un modelo mecánico sencillo de dos masas unidas por un eje. De esta forma se pueden tener en cuenta las oscilaciones mecánicas entre el rotor eólico y el rotor del generador eléctrico, aspecto éste que evidentemente no se puede estudiar en el modelo más simple de una sola masa. Por otro lado las oscilaciones eléctricas afectan poco a la red marina de alterna debido al desacoplo introducido por el doble convertidor, (Slootweg y col., 2003).

El modelo de dos masas se representa en la Figura 3.3 y las ecuaciones que definen su comportamiento son<sup>1</sup>:



**Figura 3.3:** Sistema mecánico de transmisión

$$T_{Ti} - D_T \frac{d\theta_{Ti}}{dt} - k(\theta_{Ti} - \theta_{Ri}) = J_T \frac{d^2\theta_{Ti}}{dt^2} \quad (3.7)$$

$$T_{Ri} - D_R \frac{d\theta_{Ri}}{dt} + k(\theta_{Ti} - \theta_{Ri}) = J_R \frac{d^2\theta_{Ri}}{dt^2} \quad (3.8)$$

y:

$$\Omega_{Ti} = \frac{d\theta_{Ti}}{dt} \quad (3.9)$$

$$\Omega_{Ri} = \frac{d\theta_{Ri}}{dt} \quad (3.10)$$

donde:

- $T_{Ti}$ : Par mecánico entregado por el rotor eólico.
- $T_{Ri}$ : Par mecánico en el rotor del generador.

<sup>1</sup>En régimen permanente el par  $T_{Ri}$  toma valores negativos, de acuerdo con el sentido asignado en la Figura 3.3.

- $\Omega_{Ti}$ : Velocidad mecánica del rotor eólico.
- $\Omega_{Ri}$ : Velocidad mecánica del rotor del generador.
- $\theta_{Ti}$ : Ángulo del rotor eólico.
- $\theta_{Ri}$ : Ángulo del rotor del generador.
- $J_T$ : Momento de inercia del rotor eólico.
- $J_R$ : Momento de inercia del rotor del generador.
- $D_T$ : Coeficiente de amortiguamiento del rotor eólico.
- $D_R$ : Coeficiente de amortiguamiento del rotor del generador.
- $k$ : Coeficiente de rigidez del eje.

En la Tabla 3.2 se muestran los valores de los parámetros del modelo mecánico de dos masas utilizados en la tesis. Dichos valores son similares a los obtenidos mediante análisis por elementos finitos aplicados a una máquina de 4,5 MW, sin multiplicadora y con generador síncrono de imanes permanentes, (Sopanen y col., 2011)<sup>2</sup>. El valor de  $J_T$  también es acorde con el rango ( $3$  a  $9,1 \times 10^6$  kg.m<sup>2</sup>) mostrado en (Ackermann, 2005) para aerogeneradores de 2 MW.

Parámetro	Valor
Momento de inercia del rotor eólico $J_T$	$10 \times 10^6$ kg.m <sup>2</sup>
Momento de inercia del rotor del generador $J_R$	$100 \times 10^3$ kg.m <sup>2</sup>
Coeficiente de rigidez del eje $k$	$1,6 \times 10^9$ N.m/rad
Coeficiente de amortiguamiento del rotor eólico $D_T$	200 N.m/rad/s
Coeficiente de amortiguamiento del rotor del generador $D_R$	1000 N.m/rad/s

**Tabla 3.2:** Parámetros del sistema mecánico de transmisión

En régimen permanente, los coeficientes de amortiguamiento están relacionados con las pérdidas del sistema mecánico de transmisión. Teniendo en cuenta que las velocidades angulares son constantes y que cumplen  $\Omega_{Ti} = \Omega_{Ri}$ , si multiplican a las ecuaciones 3.7 y 3.8 queda:

$$P_{Ti} - D_T \Omega_{Ti}^2 - k (\theta_{Ti} - \theta_{Ri}) \Omega_{Ti} = 0 \quad (3.11)$$

$$T_{Ri} \Omega_{Ri} - D_R \Omega_{Ri}^2 + k (\theta_{Ti} - \theta_{Ri}) \Omega_{Ri} = 0 \quad (3.12)$$

<sup>2</sup>En este caso los autores añaden una segunda constante de rigidez entre la parte interior del rotor del generador y su parte exterior donde se encuentran alojados los imanes permanentes, puesto que se trata de un rotor de gran diámetro

y al sumar ambas expresiones se obtienen las pérdidas, que resultan ser:

$$P_{Ti} + T_{Ri}\Omega_{Ri} = (D_T + D_R)\Omega_{Ti} = (200 + 1000)14,794 = 17,75 \text{ kW} \quad (3.13)$$

lo cual representa un 0,355 % de la potencia nominal de 5 kW. Se trata pues de un valor pequeño y “razonable” teniendo en cuenta que se trata de un aerogenerador sin multiplicadora. La velocidad de 14,794 rad/s es la necesaria para alcanzar la potencia nominal, de acuerdo con las ecuaciones 3.2 y 3.3, con  $\beta_{Ti} = 0$  grados.

### *Generador síncrono de imanes permanentes*

La máquina síncrona de imanes permanentes está constituida por un estátor que aloja un devanado trifásico y por un rotor con imanes permanentes (excitación). Se trata de una máquina similar a la síncrona con rotor bobinado. En ésta última el campo magnético del rotor se consigue mediante una corriente continua; modificando el valor de la corriente continua se modifica la amplitud del campo del rotor, aspecto éste que no es posible en la máquina de imanes permanentes.

En régimen permanente, tanto el campo del estátor como el campo del rotor giran a la velocidad de sincronismo que, a su vez, impone la frecuencia  $f_{Ri}$  de las tensiones generadas. Si el generador tiene  $p$  pares de polos entonces la velocidad de giro viene dada por:

$$\Omega_{Ri} = \frac{2\pi f_{Ri}}{p} \quad (3.14)$$

y por lo tanto la eliminación de la multiplicadora es posible aumentando el número de pares de polos. El resultado es una máquina con un rotor de mayor diámetro y con polos de reducido paso polar: una ranura por polo y fase. Al no disponer de multiplicadora se reduce el mantenimiento lo cual es especialmente importante en aerogeneradores marinos.

Las principales ventajas de utilizar imanes permanentes frente a rotor bobinado son la eliminación de las pérdidas en el cobre del rotor y la eliminación del circuito de excitación. En contra están el mayor coste de los imanes y la imposibilidad de controlar la amplitud del campo del rotor. El último aspecto se compensa al utilizar un convertidor del generador (back-end) controlable y de potencia igual a la nominal del generador.

En cuanto al modelo electromagnético del generador, éste relaciona tensiones con intensidades y flujos magnéticos. Por ejemplo para la fase “a” del estátor del generador  $i$ , y de acuerdo con las polaridades mostradas en la Figura 3.4, se cumple:

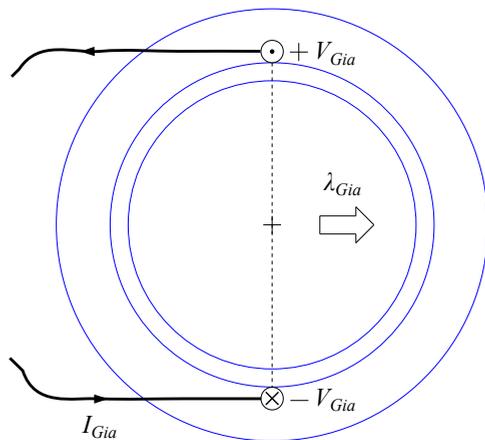


Figura 3.4: Generador síncrono: polaridades para la fase a del estator trifásico

$$V_{G_{ia}}(t) = -R_G I_{G_{ia}}(t) - \frac{d\lambda_{G_{ia}}(t)}{dt} \quad (3.15)$$

es decir, la tensión  $V_{G_{ia}}(t)$  depende del flujo concatenado  $\lambda_{G_{ia}}(t)$  y de la caída de tensión en la resistencia del propio devanado,  $R_G I_{G_{ia}}(t)$ . Expresiones similares representan el comportamiento de las fases b y c.

El modelo utilizado en la presente tesis viene dado en ejes dq. Para ello se aplica la *transformación de Park* a las ecuaciones de fase (abc) una vez se ha expresado el flujo concatenado en función de inductancias y del flujo creado por los imanes permanentes. Para que el resultado sea ventajoso, los ejes se orientan en la misma dirección que el campo magnético del rotor y, por tanto, también en la misma dirección que el propio rotor<sup>3</sup>. Las principales ventajas de esta transformación son, por un lado, el poder utilizar valores constantes para las inductancias en vez de valores que son función de la posición del rotor, como ocurre en el caso de que el entrehierro no sea constante. Por otro lado se simplifica el control ya que las tensiones e intensidades en ejes dq no dependen del tiempo si el sistema se encuentra en régimen permanente y está equilibrado.

Las ecuaciones en ejes dq que se utilizan para modelar el generador síncrono de imanes permanentes son las siguientes:

<sup>3</sup>La posición del rotor hay que medirla en grados eléctricos, es decir, multiplicando por  $p$  los grados mecánicos.

$$V_{Gid} = R_G I_{Gid} + L_{Gd} \frac{dI_{Gid}}{dt} - \omega_{Gi} \lambda_{Giq} \quad (3.16)$$

$$V_{Giq} = R_G I_{Giq} + L_{Gq} \frac{dI_{Giq}}{dt} + \omega_{Gi} \lambda_{Gid} \quad (3.17)$$

$$V_{Gi0} = R_G I_{Gi0} + L_{G0} \frac{dI_{Gi0}}{dt} \quad (3.18)$$

donde  $\omega_{Gi}$  es la derivada respecto del tiempo de la posición de los ejes dq, medida en ángulos eléctricos, y por lo tanto es múltiplo de la velocidad mecánica del rotor  $\Omega_{Ri}$ :

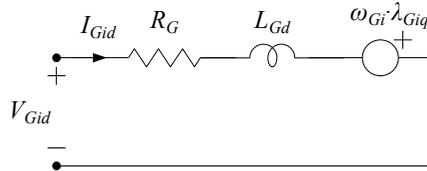
$$\omega_{Gi} = p\Omega_{Ri} \quad (3.19)$$

Los flujos concatenados se pueden expresar en función de las inductancias y del valor eficaz del flujo  $\lambda_{rms}$  creado por los imanes permanentes:

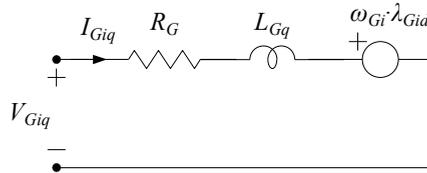
$$\lambda_{Gid} = L_{Gd} I_{Gid} - \lambda_{rms} \quad (3.20)$$

$$\lambda_{Giq} = L_{Gq} I_{Giq} \quad (3.21)$$

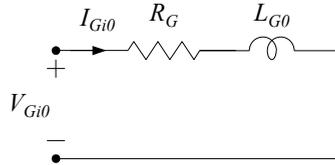
Finalmente las ecuaciones anteriores se pueden representar mediante tres circuitos eléctricos, uno para cada componente, Figuras 3.5, 3.6 y 3.7. En la presente tesis no se utilizará la componente 0 puesto que los estudios se realizan con el sistema equilibrado.



**Figura 3.5:** Circuito equivalente para la componente d



**Figura 3.6:** Circuito equivalente para la componente q



**Figura 3.7:** Circuito equivalente para la componente 0

En cuanto al par mecánico resistente del rotor del generador eléctrico, su expresión viene dada en ejes dq en función de los flujos y de las corrientes eléctricas:

$$T_{Ri} = 3p (\lambda_{Gid} I_{Giq} - \lambda_{Giq} I_{Gid}) \quad (3.22)$$

La Tabla 3.3 muestra los valores nominales y los parámetros del generador síncrono. Los valores de la tabla son similares a los utilizados para un generador síncrono de imanes permanentes de 5 MW en (Zhang, Chen y Cheng, 2007) o de 4,5 MW en (Sopanen y col., 2011). A diferencia de la máquina síncrona de polos salientes, la reactancia  $X_{Gd}$  del eje-d es menor que la reactancia  $X_{Gq}$  del eje-q puesto que la permeabilidad magnética relativa de los imanes es prácticamente la unidad y se considera que se encuentran parcialmente incrustados sobre la superficie del rotor, (Krishnan, 2010).

Magnitud o Parámetro	Valor
Potencia aparente	5 MVA
Tensión de línea $V_G$	2 kV
Frecuencia	20 Hz
Número de pares de polos $p$	80
Resistencia del estátor $R_G$	0,017 pu
Reactancia del estátor eje-d $X_{Gd}$	0,8 pu
Reactancia del estátor eje-q $X_{Gq}$	1 pu
Reactancia del estátor eje-0 $X_{G0}$	0,064 pu
Flujo concatenado creado por el rotor $\lambda_{rms}$	1 pu

**Tabla 3.3:** Valores nominales y parámetros del generador síncrono

### Doble convertidor (back-to-back)

El doble convertidor (back-to-back) extrae la energía eléctrica del generador síncrono a través del convertidor del generador (back-end) y la vierte a la red marina de alterna a través del convertidor de red (front-end). Por comodidad, el doble convertidor que aparece en la Figura 3.2 se muestra de nuevo en la Figura 3.8 pero mostrando también la resistencia de frenado dinámico  $R_B$  que, en el caso de faltas, impide las sobretensiones en el enlace de continua. El enlace de continua debe proporcionar una tensión continua estable para el correcto funcionamiento de los convertidores.

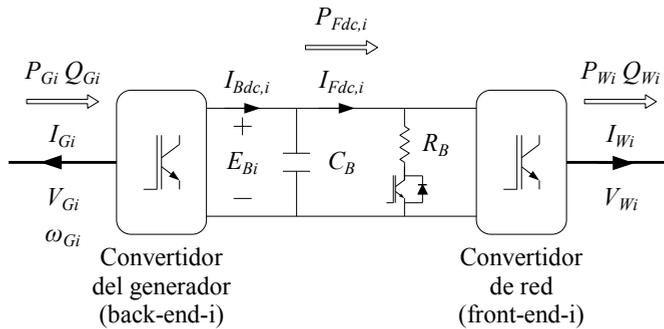


Figura 3.8: Doble  $i$  convertidor correspondiente al aerogenerador  $i$

En la tesis se ha utilizado un modelo simple en el que se han despreciado las pérdidas por conducción y por conmutación en los semiconductores de potencia, y también se han despreciado los armónicos debidos a la conmutación PWM. Todo ello es posible cuando no es objeto de estudio el comportamiento interno de los convertidores, puesto que con el modelo simplificado se obtienen resultados válidos para el análisis dinámico del sistema y para el diseño de los distintos controladores<sup>4</sup>, (Yazdani e Iravani, 2010). En estas condiciones el balance de potencias permite escribir para el convertidor del generador:

$$-3(V_{Gid}I_{Gid} + V_{Giq}I_{Giq}) = E_{Bi}I_{Bdc,i} \quad (3.23)$$

y para el convertidor de red:

$$E_{Bi}(I_{Fdc,i}F_{Ci}) = 3(V_{Wid}I_{Wid} + V_{Wiq}I_{Wiq}) \quad (3.24)$$

donde  $F_{Ci}$  es el factor de escalado desde 5 MW a la potencia que corresponda al aerogenerador agregado  $i$  y que puede ser de 5, 40, 80, 120 ó 155 MW. La tensión

<sup>4</sup>En el apartado 3.3.3 se explican con más detalle las simplificaciones mencionadas.

$E_{Bi}$  del enlace de continua depende del balance de corrientes y de la ecuación del condensador:

$$I_{Bdc,i} - I_{Fdc,i} = C_B \frac{dE_{Bi}}{dt} \quad (3.25)$$

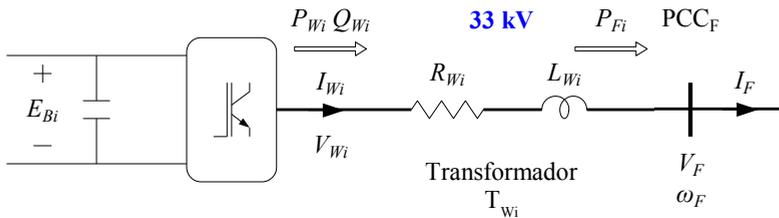
En la Tabla 3.4 se muestran los valores utilizados en la tesis para el doble convertidor.

Magnitud o Parámetro	Valor
Tensión de línea del convertidor del generador $V_G$	2 kV
Tensión del enlace de continua $E_B$	6 kV
Tensión de línea del convertidor de red $V_W$	2 kV
Capacidad del enlace de continua $C_B$	8000 $\mu$ F
Resistencia de frenado dinámico $R_B$	5 $\Omega$

**Tabla 3.4:** Valores nominales y parámetros del doble convertidor (back-to-back)

### Transformador

Para aumentar la tensión de salida del convertidor de red y con ello reducir las corrientes y las pérdidas en la evacuación de la energía, se utiliza un transformador de relación 2/33 kV. El transformador se modela despreciando la impedancia magnetizante en paralelo ya que dicha impedancia es mucho mayor que la impedancia de cortocircuito en serie, con escasa influencia en la dinámica del sistema, (Kundur, 1994). En la Figura 3.9 se muestra la impedancia de cortocircuito del transformador que junto a tensiones e intensidades están referidas al secundario (33 kV).



**Figura 3.9:** Transformador del aerogenerador  $i$

Así pues, el comportamiento del transformador viene dado por la resistencia  $R_{Wi}$  de pérdidas en el cobre y por la inductancia de dispersión  $L_{Wi}$ . Refiriendo al secundario ambas impedancias junto con  $V_{Wi}$  e  $I_{Wi}$ , las ecuaciones en ejes dq son:

$$V_{Wid} = R_{Wi}I_{Wid} + L_{Wi}\frac{dI_{Wid}}{dt} - \omega_F L_{Wi}I_{Wiq} + V_{Fd} \quad (3.26)$$

$$V_{Wiq} = R_{Wi}I_{Wiq} + L_{Wi}\frac{dI_{Wiq}}{dt} + \omega_F L_{Wi}I_{Wid} + V_{Fq} \quad (3.27)$$

donde  $\omega_F$  es la velocidad de los ejes dq orientados con la tensión  $V_F$ , por lo que  $V_{Fq} = 0$ . La corriente total que entrega el conjunto de los aerogeneradores es:

$$I_F = \sum_i I_{Wi} \quad (3.28)$$

La Tabla 3.5 muestra los valores de los parámetros del transformador. Los valores en pu son los típicos de transformadores de 5 MVA y 50 Hz. Respecto a la potencia del transformador  $T_{Wi}$ , ésta se corresponde con una de las potencias de los cinco aerogeneradores agregados de 5, 40, 80, 120 ó 155 MW.

Magnitud o Parámetro	Valor
Tensión de línea del primario $V_W$	2 kV
Tensión de línea del secundario $V_F$	33 kV
Frecuencia	50 Hz
Resistencia de cortocircuito $R_W$	0,005 pu
Reactancia de dispersión $X_W$	0,06 pu

**Tabla 3.5:** Valores nominales y parámetros del transformador del aerogenerador

### 3.2.2 Red Marina de Alterna

La red marina de alterna une los distintos aerogeneradores entre sí y con el punto común de conexión  $PCC_F$  que, a su vez, está conectado con el rectificador del enlace HVDC.

Los valores de resistencia, inductancia y capacidad asociados al cable submarino trifásico se han despreciado por dos motivos. El primer motivo es que presentan valores pequeños comparados con aquellos otros asociados a los elementos a los que están conectados los cables, es decir, a los transformadores  $T_{Wi}$  de los aerogeneradores<sup>5</sup> y a la capacidad  $C_F$  del rectificador<sup>6</sup>. Por ejemplo, una distribución de los 80 aerogeneradores en ocho grupos de diez, implica una potencia a evacuar de 50 MW por grupo, a 33 kV y 875 A. La Tabla 3.6 muestra valores típicos para este tipo de cables y si el cable tiene una longitud de 2 km entonces los valores

<sup>5</sup>Los valores de la resistencia y reactancia de cortocircuito del transformador  $T_{Wi}$  son 0,005 pu y 0,06 pu, respectivamente

<sup>6</sup>El valor de dicha capacidad es de 93,5  $\mu$ F

de resistencia, reactancia y capacidad resultan ser 0,0020 pu, 0,0089 pu y 0,76  $\mu\text{F}$  respectivamente.

Magnitud o Parámetro	Valor
Tensión de línea $V_F$	33 kV
Potencia aparente	50 MVA
Frecuencia	50 Hz
Sección del conductor (cobre)	800 mm <sup>2</sup>
Tipo de aislamiento	XLPE
Resistencia	0,022 $\Omega/\text{km}$
Inductancia	0,31 mH/km
Capacidad	0,38 $\mu\text{F}/\text{km}$

**Tabla 3.6:** Valores nominales y parámetros de un cable submarino tripolar

El segundo motivo es que su pequeña influencia en la dinámica del sistema se podría tener en cuenta, en gran medida, incorporando los valores de resistencia, inductancia y capacidad a los transformadores  $T_{Wi}$  y a la capacidad  $C_F$ . En la presente tesis ya se consideran las variaciones de estos parámetros y su influencia en el comportamiento del sistema.

### 3.3 ENLACE HVDC PUNTO-A-PUNTO TIPO DIODOS-VSC

Tal y como se ha indicado anteriormente, el enlace HVDC permite transportar la energía eléctrica a grandes distancias. El enlace está compuesto por los convertidores AC/DC unidos por cables submarinos para HVDC. En el caso del enlace punto-a-punto el sentido de la potencia es unidireccional, por lo que uno de los convertidores actuará como rectificador y el otro como inversor.

Aunque el enlace HVDC propuesto en la tesis es bipolar, la mayoría de los estudios se realizan para un funcionamiento simétrico donde las tensiones e intensidades del polo positivo (subíndice  $p$ ) y del polo negativo (subíndice  $m$ ) son iguales pero cambiadas de signo. En esas condiciones se cumple para la Figura 3.10:

$$V_{Rdc} = 2V_{Rdc,p} = 2V_{Rdc,m} \quad (3.29)$$

$$E_R = 2E_{Rp} = 2E_{Rm} \quad (3.30)$$

y las ecuaciones no se repetirán innecesariamente para los dos polos. Las potencias en dicha figura son las correspondientes a los dos polos.

### 3.3.1 Rectificador no-Controlado del Enlace HVDC

El rectificador del enlace HVDC está constituido por diodos, por lo que se trata de un rectificador no-controlado. Este aspecto no impide el correcto funcionamiento del sistema puesto que el rectificador se encuentra entre dos elementos que sí se pueden controlar: los convertidores de red (front-end) de los aerogeneradores y el inversor VSC.

En la Figura 3.10 se muestran los componentes del rectificador que se encuentra entre los puntos comunes de conexión:  $PCC_F$  y  $PCC_H$ . Se trata de un rectificador bipolar de 12 pulsos<sup>7</sup> y sus componentes se describen a continuación.

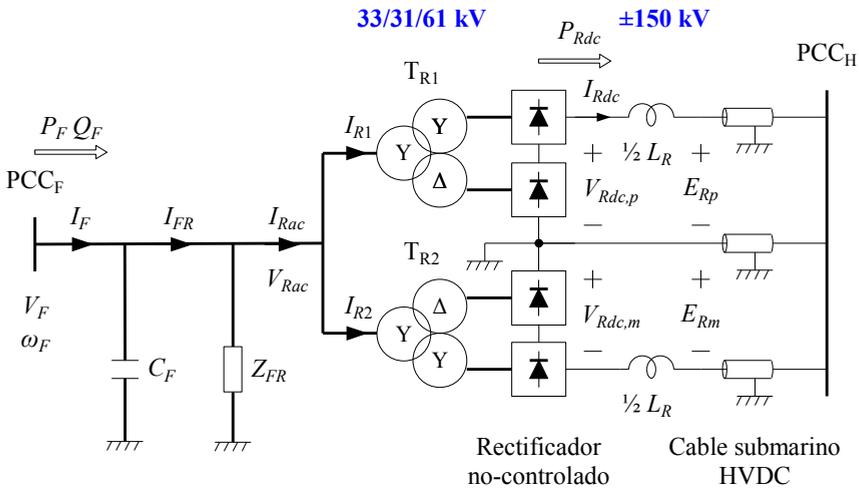


Figura 3.10: Rectificador no-controlado y cables submarinos del enlace HVDC

#### Condensador $C_F$ y filtro $Z_{FR}$ en el lado de alterna

Las funciones de estos componentes son, por un lado, absorber las corrientes armónicas generadas por los diodos para así reducir su influencia en la red de alterna. Por otro lado suministran la potencia reactiva que demanda el rectificador, especialmente los transformadores.

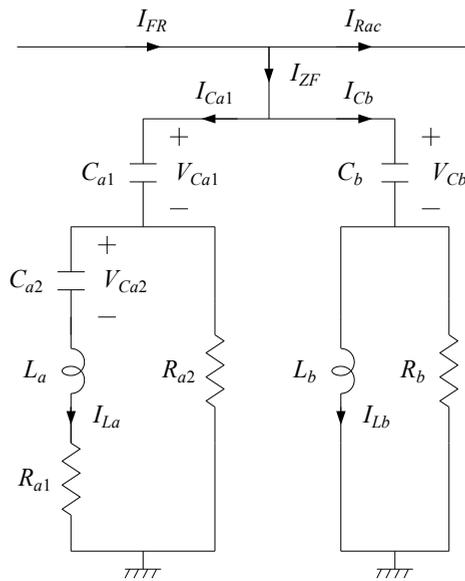
Las ecuaciones en ejes dq que definen el comportamiento del condensador  $C_F$  son:

<sup>7</sup>Aunque el rectificador consta de dos polos de 12 pulsos también se puede hablar de cuatro polos de 6 pulsos.

$$I_{Fd} - I_{FRd} = C_F \frac{dV_{Fd}}{dt} - \omega_F C_F V_{Fq} \quad (3.31)$$

$$I_{Fq} - I_{FRq} = C_F \frac{dV_{Fq}}{dt} + \omega_F C_F V_{Fd} \quad (3.32)$$

La Figura 3.11 muestra el detalle del filtro  $Z_{FR}$  y sus ecuaciones, por ejemplo para la fase “a”, son las siguientes:



**Figura 3.11:** Detalle del filtro  $Z_{FR}$  del rectificador en el lado de alterna.

$$V_{Fa} = V_{Ca1a} + V_{Ca2a} + L_a \frac{dI_{La,a}}{dt} + R_{a1} I_{La,a} \quad (3.33)$$

$$V_{Fa} = V_{Cb,a} + L_b \frac{dI_{Lb,a}}{dt} \quad (3.34)$$

$$I_{ZFa} = I_{Ca1a} + I_{Cb,a} \quad (3.35)$$

$$I_{Ca1a} = C_{a1} \frac{dV_{Ca1a}}{dt} \quad (3.36)$$

$$I_{Cba} = C_b \frac{dV_{Cb,a}}{dt} \quad (3.37)$$

$$V_{Ca2a} + L_a \frac{dI_{La,a}}{dt} + R_{a1} I_{La,a} = (I_{Ca1a} - I_{La,a}) R_{a2} \quad (3.38)$$

$$L_b \frac{dI_{Lb,a}}{dt} = (I_{Cb,a} - I_{Lb,a}) R_b \quad (3.39)$$

$$I_{La,a} = C_{a2} \frac{dV_{Ca2a}}{dt} \quad (3.40)$$

y si las mismas ecuaciones se expresan en ejes dq el resultado es:

$$V_{Fd} = V_{Ca1d} + V_{Ca2d} + L_a \frac{dI_{Lad}}{dt} - \omega_F L_a I_{Laq} + R_{a1} I_{Lad} \quad (3.41)$$

$$V_{Fq} = V_{Ca1q} + V_{Ca2q} + L_a \frac{dI_{Laq}}{dt} + \omega_F L_a I_{Lad} + R_{a1} I_{Laq} \quad (3.42)$$

$$V_{Fd} = V_{Cbd} + L_b \frac{dI_{Lbd}}{dt} - \omega_F L_b I_{Lbq} \quad (3.43)$$

$$V_{Fq} = V_{Cbq} + L_b \frac{dI_{Lbq}}{dt} + \omega_F L_b I_{Lbd} \quad (3.44)$$

$$V_{Ca2d} + L_a \frac{dI_{Lad}}{dt} - \omega_F L_a I_{Laq} + R_{a1} I_{Lad} = R_{a2} C_{a1} \frac{dV_{Ca1d}}{dt} - \omega_F R_{a2} C_{a1} V_{Ca1q} - R_{a2} I_{Lad} \quad (3.45)$$

$$V_{Ca2q} + L_a \frac{dI_{Laq}}{dt} + \omega_F L_a I_{Lad} + R_{a1} I_{Laq} = R_{a2} C_{a1} \frac{dV_{Ca1q}}{dt} + \omega_F R_{a2} C_{a1} V_{Ca1d} - R_{a2} I_{Laq} \quad (3.46)$$

$$L_b \frac{dI_{Lbd}}{dt} - \omega_F L_b I_{Lbq} = R_b C_b \frac{dV_{Cbd}}{dt} - \omega_F R_b C_b V_{Cbq} - R_b I_{Lbd} \quad (3.47)$$

$$L_b \frac{dI_{Lbq}}{dt} + \omega_F L_b I_{Lbd} = R_b C_b \frac{dV_{Cbq}}{dt} + \omega_F R_b C_b V_{Cbd} - R_b I_{Lbq} \quad (3.48)$$

$$I_{Lad} = C_{a2} \frac{dV_{Ca2d}}{dt} - \omega_F C_{a2} V_{Ca2q} \quad (3.49)$$

$$I_{Laq} = C_{a2} \frac{dV_{Ca2q}}{dt} + \omega_F C_{a2} V_{Ca2d} \quad (3.50)$$

La Tabla 3.7 muestra los valores de la capacidad  $C_F$  y del filtro  $Z_{FR}$  del rectificador. Los valores están basados en el modelo de CIGRÉ propuesto para el estudio de estrategias de control para enlaces HVDC, (Szechtman, Wess y Thio, 1991).

Magnitud o Parámetro	Valor
Tensión de línea $V_F$	33 kV
Potencia reactiva	160 MVar
Frecuencia	50 Hz
$C_F$	93,53 $\mu$ F
Filtro ZF (frecuencia baja)	
$C_{a1}$	187,1 $\mu$ F
$C_{a2}$	2079 $\mu$ F
$L_a$	4,874 mH
$R_{a1}$	1,063 $\Omega$
$R_{a2}$	9,357 $\Omega$
Filtro ZF (frecuencia alta)	
$C_b$	187,1 $\mu$ F
$R_b$	2,977 $\Omega$
$L_b$	0,4859 mH

**Tabla 3.7:** Valores nominales y parámetros del condensador  $C_F$  y del filtro  $Z_{FR}$  del rectificador

### *Transformadores y puentes de diodos*

Los transformadores del rectificador tienen varias funciones. En primer lugar hacen posible el funcionamiento del rectificador de 12 pulsos al desfasar las tensiones en el secundario respecto del primario; esto se consigue utilizando dos devanados secundarios: uno en triángulo y otro en estrella. También proporcionan el aislamiento galvánico necesario para poder unir en serie los puentes de diodos y además incrementan la tensión de 33 a 61 kV.

Los transformadores del rectificador requieren un diseño especial debido a que deben soportar los armónicos de corriente provocados por los diodos. Además los devanados secundarios están sometidos a tensiones tanto de alterna como de continua respecto a tierra.

Como el rectificador se encuentra entre dos convertidores controlables, se prescinde del intercambiador de tomas del transformador y además se utilizan diodos en lugar de tiristores que necesitan de sus correspondientes circuitos de disparo. Por todo ello el rectificador resulta ser más económico y fiable.

Los puentes de diodos conforman dos polos de 12 pulsos cada uno de ellos, es decir, se trata de un rectificador bipolar. A su vez, cada polo de 12 pulsos está formado por dos polos en serie de 6 pulsos cada uno de ellos, pero desfasados. En el caso

de que se averiase uno de los polos, el sistema puede seguir operando con el otro polo, al menos hasta la mitad de su potencia nominal.

Las ecuaciones que caracterizan a los transformadores y a los diodos son no-lineales, se han obtenido a partir de (Kundur, 1994) y son las siguientes<sup>8</sup>:

$$V_{Rdc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} B N V_{Fd} - \frac{3}{\pi} B \omega_F L_{TR} I_{Rdc} \quad (3.51)$$

$$I_{Racd} = \frac{B\sqrt{6}}{\pi} N I_{Rdc} - \frac{B \omega_F L_{TR} I_{Rdc}^2}{\pi V_{Fd}} \quad (3.52)$$

$$I_{Racq} = -\frac{B \omega_F L_{TR} I_{Rdc}^2}{\pi V_{Fd}} \sqrt{\frac{2\sqrt{6} N V_{Fd}}{\omega_F L_{TR} I_{Rdc}} - 1} \quad (3.53)$$

donde  $B$  es el número de polos de 6 pulsos y vale 4,  $N$  es la relación de transformación y  $L_{TR}$  es la inductancia de dispersión del transformador referida al secundario (61 kV). En la Tabla 3.8 se muestran los valores nominales y parámetros del transformador del rectificador bipolar,  $TR_1$  o  $TR_2$ .

Magnitud o Parámetro	Valor
Potencia aparente	240 MVA
Tensión de línea del primario $V_F$	33 kV
Tensiones de línea de los secundarios	61 + 61 kV
Relación de transformación $N$	61/33
Frecuencia	50 Hz
Resistencia de cortocircuito	0,0 pu
Reactancia de dispersión $X_{TR}$	0,18 pu

**Tabla 3.8:** Valores nominales y parámetros del transformador del rectificador

### ***Filtro $L_R$ en el lado de continua***

El filtro en el lado de continua está constituido por una bobina equivalente  $L_R$  de 0,2 H que, además de reducir las corrientes armónicas, también limita las corrientes de cortocircuito. El comportamiento de dicha bobina viene dado por:

$$V_{Rdc,p} = \frac{1}{2} L_R \frac{dI_{Rdc}}{dt} + E_{Rp} \quad (3.54)$$

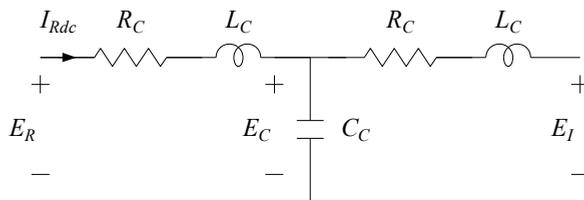
<sup>8</sup>Cuando en el siguiente capítulo se realiza la validación de este modelo estático, se evidencia la necesidad de cambiarlo por otro que utiliza ecuaciones dinámicas.

### 3.3.2 Cables Submarinos

Los cables submarinos se utilizan para transportar la energía eléctrica desde la estación marina rectificadora hasta la estación terrestre inversora, siendo la distancia entre ellas de 100 km. Los cables principales son iguales entre sí, si bien uno de ellos se utiliza para la tensión de +150 kV y el otro para la tensión de -150 kV. La potencia admisible en cada uno de estos cables es de 200 MW, por lo que la potencia total del enlace puede llegar hasta los 400 MW.

El tercer cable es el de tierra o retorno, es de media tensión y su función es secundaria excepto cuando uno de los cables principales no se puede utilizar debido a una falta. En ese caso se puede seguir operando con el otro cable principal y el cable de retorno, hasta una potencia total de 200 MW. La configuración que resulta es similar al del enlace HVDC de la isla de Creta, (Karystianos y col., 2013).

Para estudiar el régimen permanente y para hacer los análisis de estabilidad, el par de cables de los polos se han modelado mediante un único cuadripolo en “ $\pi$ ”, o su equivalente en “T”, utilizando parámetros concentrados. El cable de retorno no se tiene en cuenta porque se considera que el enlace funciona de forma simétrica. La Figura 3.12 muestra el modelo en “T”, siendo  $R_C = 1,691 \Omega$ ,  $L_C = 60,89 \text{ mH}$  y  $C_C = 11,57 \mu\text{F}$ . Dicha figura representa, por tanto, 100 km de dos cables submarinos, para un enlace de 300 kV y 400 MW.

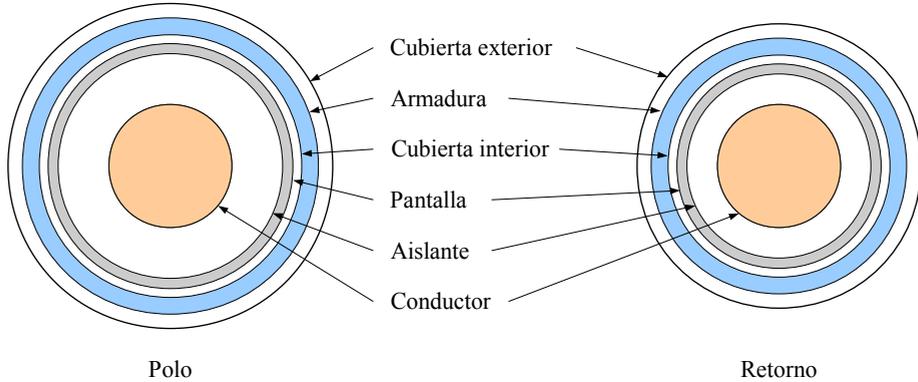


**Figura 3.12:** Cuadripolo en “T” para modelar los cables submarinos

En cambio para la simulación en PSCAD, el cable se ha modelado utilizando parámetros distribuidos. En concreto el modelo empleado considera parámetros dependientes de la frecuencia. Los programas de simulación hacen uso de rutinas soporte que permiten el cálculo de dichos parámetros a partir de la geometría del cable y de las propiedades de los materiales empleados. Sin embargo los datos de entrada a dichas rutinas requieren un tratamiento previo debido a las diferencias entre el cable real y el representado por las rutinas soporte. Por ejemplo, cuando dichas rutinas no consideran las capas semiconductoras del cable, se puede ajustar el valor de la permitividad relativa de la capa aislante para tener en cuenta su influencia, (Martinez-Velasco, 2010).

La Figura 3.13 muestra la sección de los cables submarinos. La Tabla 3.9 muestra los valores de la geometría y los parámetros de los tres cables del enlace HVDC.

Se supone que el cable submarino se instala en una zona con clima moderado, (ABB, 2008). La falta de datos por parte del fabricante se ha suplido con los datos basados en (Bucher y col., 2012) y (Mura, Meyer y De Doncker, 2010).



**Figura 3.13:** Sección a escala de los cables submarinos de 200 MW: polo (150 kV) y tierra o retorno (media tensión)

Layer	Material	Radio (mm)		$\rho$ (n $\Omega$ m)	$\epsilon_r$	$\mu_r$
		polo	retorno			
Conductor	Cobre	18,2	18,2	17.6		1
Aislante	XLPE	33,2	27,2		2,5	1
Pantalla	Aleación de plomo	36,2	30,2	220		1
Cubierta interior	PE	38,8	32,8		2,3	1
Armadura	Acero galvanizado	43,8	37,8	180		10
Cubierta exterior	PP	48	42		2,2	1

**Tabla 3.9:** Parámetros de los cables submarinos del enlace HVDC

En el modelo del cable submarino se considera que los cables se encuentran enterrados a una profundidad de 1 m y que la resistividad del terreno es uniforme y de valor 100  $\Omega$ m.

### 3.3.3 Inversor VSC del Enlace HVDC

El inversor del enlace HVDC es bipolar y está constituido por dos convertidores de tensión (VSC) que unen los puntos comunes de conexión PCC<sub>H</sub> y PCC<sub>S</sub>, tal y como se muestra en la Figura 3.14. Cada convertidor está conectado entre una capacidad de valor  $2 \times C_I$ , que permite estabilizar la tensión continua necesaria para el VSC, y un transformador elevador T<sub>V</sub> de relación 75/400 kV.

Las resistencias de descarga  $R_I$  impiden posibles sobretensiones en el enlace de continua, que pueden dañar los componentes durante las faltas. La función del condensador  $C_S$  es la de compensar la potencia reactiva consumida en los transformadores  $T_V$ .

Cuando el funcionamiento es simétrico se cumple:

$$E_I = 2E_{Ip} = 2E_{Im} \quad (3.55)$$

$$V_V = 2V_{Vp} = 2V_{Vm} \quad (3.56)$$

$$I_V = I_{Vp} = I_{Vm} \quad (3.57)$$

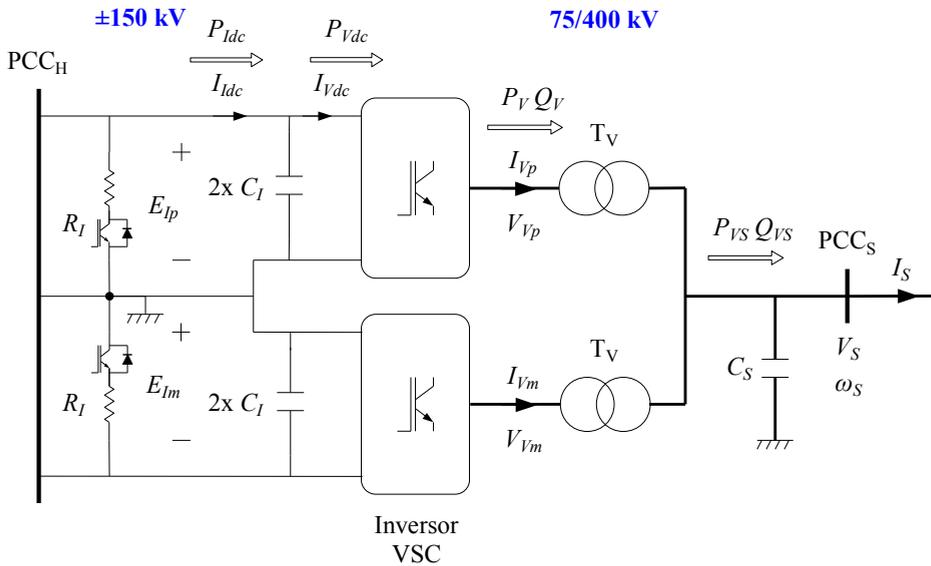


Figura 3.14: Inversor VSC del enlace HVDC

y las ecuaciones no se repetirán innecesariamente para los dos polos del VSC. Las potencias dibujadas en la Figura 3.14 son las correspondientes a los dos polos.

La ecuación del condensador  $C_I$  junto con el balance de corrientes permiten escribir:

$$I_{Idc} - I_{Vdc} = 2C_I \frac{dE_{Ip}}{dt} \quad (3.58)$$

El estudio del inversor se realiza despreciando las siguientes pérdidas y armónicos:

- Pérdidas por conducción. Las pérdidas por conducción dependen principalmente del cuadrado de la corriente en alterna, por lo que se pueden estudiar añadiendo resistencias de pérdidas por conducción a las resistencias de cortocircuito de los transformadores  $T_V$ .
- Pérdidas por conmutación. Las pérdidas por conmutación dependen principalmente de la frecuencia de conmutación y se pueden tener en cuenta añadiendo una fuente de corriente de valor constante en el lado de continua.
- Armónicos debidos a la conmutación PWM. No se tienen en cuenta puesto que se trabaja con valores medios para cada ciclo de conmutación.

A pesar de las simplificaciones mencionadas, los resultados que se obtienen son válidos al no ser objeto de estudio el comportamiento interno de los convertidores. Esto es así porque el análisis dinámico del sistema y el diseño de los distintos controladores son válidos cuando se utiliza el modelo simplificado, (Yazdani e Iravani, 2010). El balance de potencias sin tener en cuenta las pérdidas en el convertidor es:

$$E_{Ip}I_{Vdc} = 3(V_{Vpd}I_{Vpd} + V_{Vpq}I_{Vpq}) \quad (3.59)$$

El transformador  $T_V$  se modela solamente mediante su impedancia serie de cortocircuito, por las mismas razones que las explicadas para el transformador  $T_W$  del aerogenerador. Dicha impedancia serie está formada por la resistencia  $1/2 R_V$  de pérdidas en el cobre y por la inductancia  $1/2 L_V$  de dispersión, por lo que se cumple:

$$V_{Vpd} = \frac{1}{2}R_V I_{Vpd} + \frac{1}{2}L_V \frac{dI_{Vpd}}{dt} - \omega_S \frac{1}{2}L_V I_{Vpq} + V_{Sd} \quad (3.60)$$

$$V_{Vpq} = \frac{1}{2}R_V I_{Vpq} + \frac{1}{2}L_V \frac{dI_{Vpq}}{dt} + \omega_S \frac{1}{2}L_V I_{Vpd} + V_{Sq} \quad (3.61)$$

donde  $\omega_S$  es la velocidad de los ejes dq orientados con la tensión  $V_S$ , por lo que  $V_{Sq} = 0$ . En cuanto a la dinámica del condensador de compensación  $C_S$ , ésta viene dada por las ecuaciones:

$$I_{Vp,d} + I_{Vm,d} - I_{Sd} = C_S \frac{dV_{Sd}}{dt} - \omega_S C_S V_{Sq} \quad (3.62)$$

$$I_{Vp,q} + I_{Vm,q} - I_{Sq} = C_S \frac{dV_{Sq}}{dt} + \omega_S C_S V_{Sd} \quad (3.63)$$

En la Tabla 3.10 se muestran los valores nominales y los parámetros del transformador del VSC. Para el transformador, sus valores son típicos en los transformadores comerciales de potencia similar.

Magnitud o Parámetro	Valor
Potencia aparente	220 MVA
Tensión de línea del primario $V_V$	75 kV
Tensión de línea del secundario $V_S$	400 kV
Frecuencia	50 Hz
Resistencia de cortocircuito $R_V$	0,0243 pu
Reactancia de dispersión $X_V$	0,17 pu

**Tabla 3.10:** Valores nominales y parámetros de uno de los transformadores del VSC

La Tabla 3.11 muestra el resto de parámetros del inversor VSC.

Parámetro	Valor
Resistencia de descarga $R_I$	190 $\Omega$
Capacidad equivalente $C_I$	35,5 $\mu\text{F}$
Capacidad de compensación $C_S$	8,455 $\mu\text{F}$

**Tabla 3.11:** Parámetros del inversor VSC

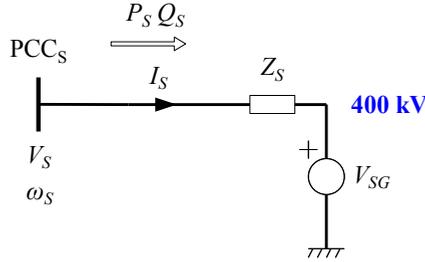
### 3.4 RED TERRESTRE DE TRANSPORTE

La energía generada por el parque eólico marino se suministra finalmente a la red terrestre de transporte en el punto común de conexión PCC<sub>S</sub>. La red representa el conjunto de generadores, transformadores, líneas y cargas eléctricas del sistema eléctrico que recibe la energía. Para caracterizar el comportamiento de la red en el punto de conexión se utiliza un modelo muy simplificado que consiste en el equivalente de Thevenin de la red, formado por una impedancia  $Z_S$  y una fuente de tensión  $V_{SG}$ , Figura 3.15. La impedancia a su vez está constituida por una resistencia  $R_S$  en serie con una inductancia  $L_S$ .

Las ecuaciones en ejes dq que caracterizan el comportamiento de la red terrestre de transporte son:

$$V_{Sd} = R_S I_{Sd} + L_S \frac{dI_{Sd}}{dt} - \omega_S L_S I_{Sq} + V_{SGd} \quad (3.64)$$

$$V_{Sq} = R_S I_{Sq} + L_S \frac{dI_{Sq}}{dt} + \omega_S L_S I_{Sd} + V_{SGq} \quad (3.65)$$



**Figura 3.15:** Red terrestre de transporte

En la Tabla 3.12 se muestran los valores nominales y parámetros del equivalente de Thevenin de la red. El ángulo de la impedancia de cortocircuito se ha obtenido de (Kundur, 1994) y, según esta misma referencia, el valor de la relación de cortocircuito es alto:

$$SCR_S = \frac{S_{ccS}}{P_{V,base}} = \frac{6 \times 500 \text{ MVA}}{400 \text{ MW}} = 7,5 \quad (3.66)$$

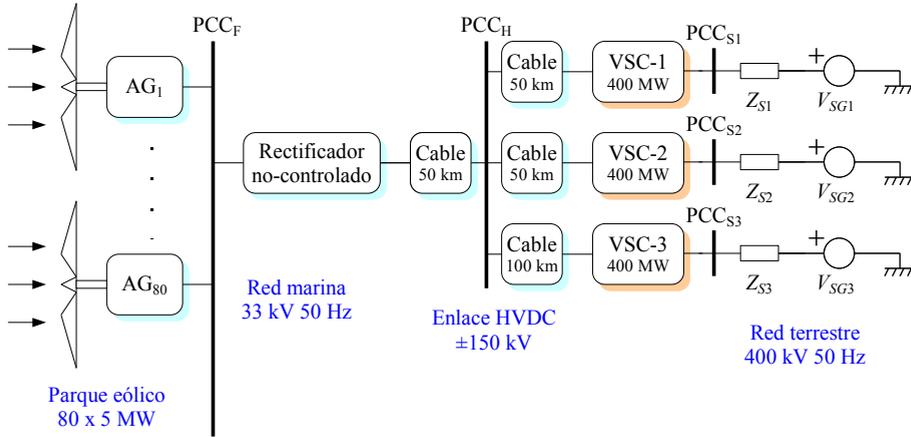
donde  $S_{ccS}$  es la potencia de cortocircuito de la red terrestre de transporte.

Magnitud o Parámetro	Valor
Potencia aparente	500 MVA
Tensión de línea $V_{SG}$	400 kV
Frecuencia	50 Hz
Potencia aparente de cortocircuito $S_{ccS}$	6 pu
Ángulo de la impedancia de cortocircuito	80°

**Tabla 3.12:** Valores nominales y parámetros de la red terrestre

### 3.5 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MULTIPUNTO

En un sistema *multipunto o multiterminal*, son varias las estaciones AC/DC conectadas a la línea de continua HVDC. En la presente tesis se considera principalmente una red de continua radial con un punto de conexión común denominado  $PCC_H$  según se muestra en la Figura 3.16. Mediante cables submarinos HVDC se conectan a dicho punto de conexión tanto el parque eólico marino como tres convertidores de tensión (VSC) que, a su vez, están conectados a las correspondientes redes terrestres de transporte.



**Figura 3.16:** Parque eólico marino conectado a un enlace HVDC multipunto con tres convertidores VSC

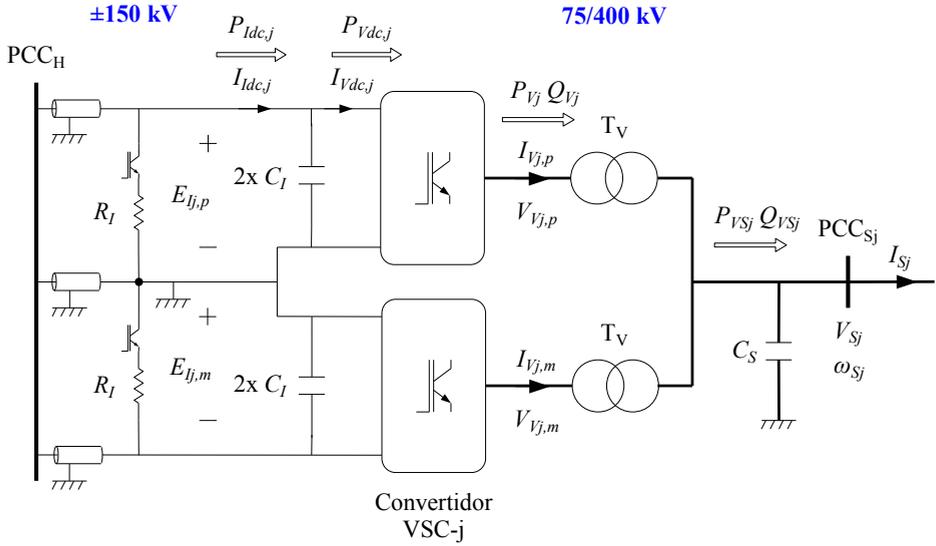
El sistema HVDC multipunto de la presente tesis es *híbrido* porque los cuatro terminales no son iguales entre sí, pues tres de ellos son convertidores VSC y el cuarto es un rectificador con diodos.

Tanto el parque eólico como los convertidores VSC y las redes de transporte terrestre son como las descritas en el modelo punto-a-punto. También son iguales los valores nominales y los parámetros de los distintos componentes. La única diferencia está en las longitudes de los cables y, sobre todo, en el control de los convertidores VSC. En este sentido cada uno de los VSC puede actuar como rectificador o como inversor.

En este sistema multipunto híbrido hay que tener en cuenta que los cambios en los flujos de potencia en el lado de continua, no se producen de igual forma en todos los terminales. En el rectificador de diodos hay que invertir la tensión, mientras que en los convertidores VSC hay que invertir la corriente.

La Figura 3.17 muestra el convertidor VSC- $j$  ( $j = 1, 2, 3$ ). Si el convertidor funciona de forma simétrica entonces el balance de corrientes en el lado de continua junto con la ecuación del condensador conducen a:

$$I_{I_{dc,j}} - I_{V_{dc,j}} = 2C_I \frac{dE_{I_{pj}}}{dt} \quad (3.67)$$



**Figura 3.17:** Convertidor VSC- $j$  ( $j = 1, 2, 3$ ) entre el PCC<sub>H</sub> y la red terrestre

y el balance de potencias del VSC- $j$ , despreciando las pérdidas, es:

$$E_{I_{pj}} I_{V_{dc,j}} = 3 (V_{V_{j,pd}} I_{V_{j,pd}} + V_{V_{j,pq}} I_{V_{j,pq}}) \quad (3.68)$$

Para el transformador  $T_{Vj}$  modelado mediante su impedancia de cortocircuito ( $1/2 R_V$  en serie con  $1/2 L_V$ ) se cumple:

$$V_{V_{j,pd}} = \frac{1}{2} R_V I_{V_{j,pd}} + \frac{1}{2} L_V \frac{dI_{V_{j,pd}}}{dt} - \omega_{Sj} \frac{1}{2} L_V I_{V_{j,pq}} + V_{Sjd} \quad (3.69)$$

$$V_{V_{j,pq}} = \frac{1}{2} R_V I_{V_{j,pq}} + \frac{1}{2} L_V \frac{dI_{V_{j,pq}}}{dt} + \omega_{Sj} \frac{1}{2} L_V I_{V_{j,pd}} + V_{Sjq} \quad (3.70)$$

donde  $\omega_{Sj}$  es la velocidad de los ejes dq orientados con la tensión  $V_{Sj}$ , por lo que  $V_{Sjq} = 0$ . Finalmente las ecuaciones del condensador de compensación  $C_S$  son:

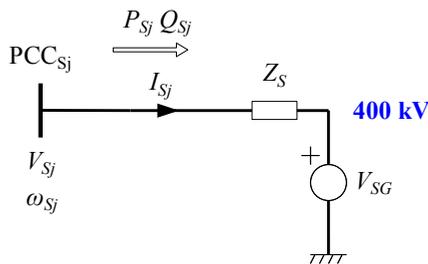
$$I_{V_{j,p,d}} + I_{V_{j,m,d}} - I_{Sjd} = C_S \frac{dV_{Sjd}}{dt} - \omega_{Sj} C_S V_{Sjq} \quad (3.71)$$

$$I_{V_{j,p,q}} + I_{V_{j,m,q}} - I_{Sjq} = C_S \frac{dV_{Sjq}}{dt} + \omega_{Sj} C_S V_{Sjd} \quad (3.72)$$

La Figura 3.18 muestra el equivalente de Thevenin de la red terrestre de transporte  $j$  donde la impedancia está formada por una resistencia  $R_{Sj}$  en serie con una inductancia  $L_{Sj}$  por lo que se puede escribir:

$$V_{Sjd} = R_S I_{Sjd} + L_S \frac{dI_{Sjd}}{dt} - \omega_{Sj} L_S I_{Sjq} + V_{SGd} \quad (3.73)$$

$$V_{Sjq} = R_S I_{Sjq} + L_S \frac{dI_{Sjq}}{dt} + \omega_{Sj} L_S I_{Sjd} + V_{SGq} \quad (3.74)$$



**Figura 3.18:** Red terrestre de transporte  $j$  ( $j = 1, 2, 3$ ) en el punto de conexión  $PCC_{Sj}$

### 3.6 RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo se han descrito los distintos componentes tanto del sistema punto-a-punto como del sistema multipunto. Además se ha modelado cada componente mediante ecuaciones que caracterizan su comportamiento.

El parque eólico de 400 MW está formado por 80 aerogeneradores de 5 MW, y se ha modelado mediante cinco aerogeneradores agregados distintos de modo que, por ejemplo, se puede estudiar el comportamiento del parque eólico ante cinco series temporales de viento distintas.

El rectificador del enlace HVDC utiliza puentes de diodos y por lo tanto no se puede controlar. Esta aparente limitación se soluciona mediante el control que sí está disponible en los convertidores de red de los aerogeneradores. Cuando se valide en la sección 4.7 el modelo del rectificador se descubre que se puede mejorar utilizando ecuaciones dinámicas en lugar de estáticas.

Para el cable submarino del enlace HVDC se han propuesto dos modelos. Uno de ellos es de parámetros concentrados y se utiliza para el análisis en régimen permanente y el análisis de estabilidad. El otro modelo es de parámetros distribuidos y se utiliza para el análisis con PSCAD de cortocircuitos en el enlace HVDC.

Los convertidores de fuente de tensión VSC se han considerado ideales, despreciando las pérdidas por conducción y por conmutación, así como los armónicos.

En cuanto a la red terrestre de transporte, se utiliza un modelo simple mediante su equivalente de Thevenin, con una potencia de cortocircuito relativamente alta.



## Capítulo 4

# Control y Operación del parque eólico y del enlace HVDC punto-a-punto

En este capítulo se describen las estrategias de control para el sistema punto-a-punto y se valora el comportamiento tanto de sus componentes como del sistema en su conjunto. Las estrategias de control que se proponen utilizan principalmente reguladores PI y hacen posible que el sistema punto-a-punto se comporte según lo esperado.

En el parque eólico marino se controla la velocidad de los aerogeneradores y el convertidor del generador controla tanto el generador síncrono como la tensión continua del doble convertidor. El convertidor de red controla la frecuencia de la red marina y otra magnitud, que puede ser la tensión en dicha red o la potencia entregada por el aerogenerador.

El inversor VSC controla tanto la tensión continua del enlace HVDC como la potencia reactiva entregada a la red terrestre de transporte.

En este capítulo también se proponen las estrategias de control que aseguren un buen comportamiento del sistema ante cortocircuitos tanto en la red marina de alterna como en la red terrestre de transporte. Esto incluye la inyección de potencia reactiva a la red terrestre para cumplir con la normativa de integración de los parques eólicos en la red eléctrica. Además se añaden protecciones ante sobretensiones en los enlaces de continua del doble convertidor del aerogenerador y en el convertidor VSC, en forma de resistencias de frenado dinámico.

Una vez modelado el sistema y definidas las estrategias de control, se procede a calcular los puntos de operación en régimen permanente, tanto del inversor VSC como del enlace punto-a-punto.

Para validar los modelos y el control, se realizan análisis de estabilidad dinámica del parque eólico aislado, del parque eólico conectado, del inversor VSC y del sistema punto-a-punto.

Finalmente se simula el sistema punto-a-punto en PSCAD para analizar su respuesta ante distintos escenarios: energización del sistema mediante la energía aportada por el parque eólico, cortocircuito en la red marina de alterna, y cortocircuito en la red terrestre de transporte.

## 4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL

### 4.1.1 Estrategias de Control

Las estrategias de control para el sistema formado por el parque eólico marino, el enlace HVDC y la red terrestre de transporte se han diseñado para que funcionen de forma conjunta. La Figura 4.1 muestra los actuadores y las entradas de control del aerogenerador agregado  $i$  del parque eólico. En la turbina eólica se actúa sobre el ángulo de paso  $\beta_{Ti}$  para que la velocidad no supere la referencia  $\Omega_{Ti}^*$ . El convertidor del generador mantiene la corriente  $I_{Gid} = 0$  para que el generador síncrono trabaje con el ángulo del par igual a  $90^\circ$ , y también regula la tensión  $E_{Bi}$  del enlace de continua.

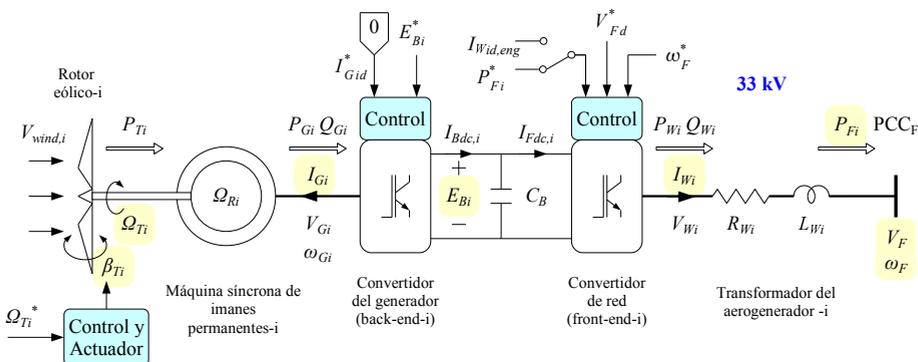


Figura 4.1: Principales estrategias de control del aerogenerador agregado  $i$

En cuanto al convertidor de red, éste regula la tensión de la red marina de alterna, tanto su valor eficaz  $V_{Fd}$  como su frecuencia angular  $\omega_F$ . Actuando sobre los límites de la corriente  $I_{Wid}$  también es posible implementar el seguimiento del *punto de máxima potencia* o realizar la energización del enlace HVDC y de los condensadores del inversor VSC.

La Figura 4.2 muestra el enlace HVDC y la red terrestre de transporte. En dicha figura se aprecian los dos convertidores VSC del inversor del enlace HVDC y sus correspondientes entradas de control.

Normalmente el enlace bipolar funciona de forma simétrica y las magnitudes del polo positivo (subíndice  $p$ ) son iguales a las del polo negativo (subíndice  $m$ ), por ejemplo:

$$E_{Ip} = E_{Im} = \frac{E_I}{2} \quad (4.1)$$

y además, como no circula corriente por las conexiones a tierra, no se han dibujado las distintas resistencias de conexión a tierra. Éstas se tendrán en cuenta cuando se estudie el cortocircuito en uno de los cables submarinos, entre el polo positivo y tierra.

En el enlace HVDC, los controles de los convertidores VSC regulan su tensión continua  $E_I$  mientras que los convertidores de red de los aerogeneradores controlan su potencia. Los convertidores VSC también controlan la potencia reactiva  $Q_{VS}$  que se entrega a la red de alterna y al condensador  $C_S$ , tanto en régimen permanente como durante los cortocircuitos en la red terrestre.

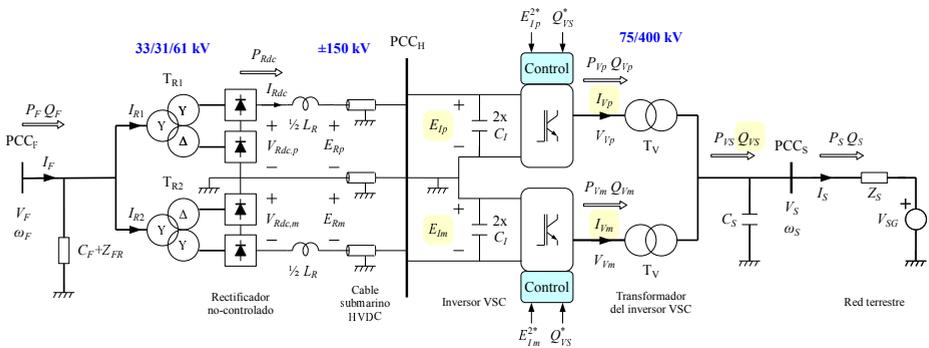


Figura 4.2: Principales estrategias de control del inversor VSC

En las próximas secciones se detallan los controles mencionados y también se describen los mecanismos implementados para afrontar distintas faltas en el sistema. En cuanto a los reguladores PI, los dos parámetros que se utilizan son la ganancia

$K_P$  y la constante de integración  $T_I$ , de manera que su función de transferencia sea:

$$K_P + \frac{1}{sT_I} \quad (4.2)$$

### 4.1.2 Comunicaciones

Para los distintos modos de funcionamiento que se explican, tanto normal como ante faltas, se necesitan dos canales de comunicación. El primero de ellos consiste en un enlace entre todos los aerogeneradores para compartir una única señal que se obtiene de integrar el error de la tensión  $V_{Fd}$  de la red marina de alterna, y que forma parte de un regulador PI. En este caso se trata de un enlace rápido (10 ms).

El segundo canal es un enlace lento entre el inversor del enlace HVDC y los aerogeneradores. Se utiliza para que el inversor avise a los aerogeneradores que ya se ha recuperado la red terrestre después de un cortocircuito en ella. A partir de ese momento los aerogeneradores ya pueden volver a inyectar potencia a través del enlace HVDC.

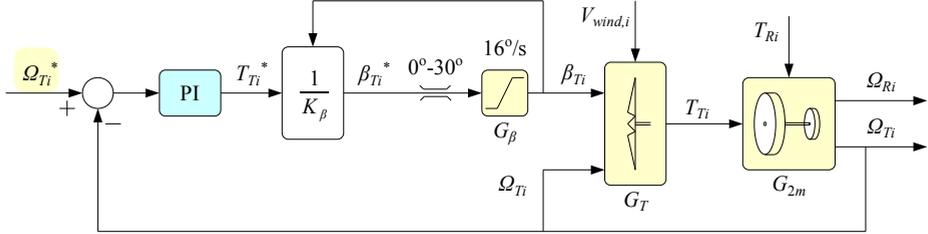
## 4.2 CONTROL DEL PARQUE EÓLICO MARINO

### 4.2.1 Control de Velocidad del Aerogenerador

En un aerogenerador de velocidad variable, si la potencia capturada por el rotor eólico es mayor que la inyectada a la red más las pérdidas, entonces la potencia restante se acumula en forma de energía cinética, aumentando por ello la velocidad angular del rotor eólico. En esta situación hay que actuar sobre el ángulo de paso de las palas para así reducir la potencia capturada y no sobrepasar la velocidad angular máxima del aerogenerador. La función del control de velocidad es pues limitar la velocidad del rotor eólico  $\Omega_{T_i}$  para que no supere su límite superior. Se pueden distinguir dos modos de funcionamiento, (Hansen y col., 2005):

1. Cuando la velocidad del rotor eólico  $\Omega_{T_i}$  es menor que su velocidad máxima, entonces el rotor debe capturar la máxima potencia y ello se consigue poniendo un límite inferior al ángulo de paso de las palas  $\beta_{T_i}$  cercano a cero grados. Dicho límite se puede ajustar en función de las características de las palas y de las condiciones de operación.
2. Cuando la velocidad del rotor eólico  $\Omega_{T_i}$  intenta superar la velocidad máxima, entonces hay que reducir la potencia capturada por éste y ello se consigue aumentando el ángulo de paso de las palas  $\beta_{T_i}$ .

La Figura 4.3 muestra el control de velocidad de la presente tesis que se ha implementado utilizando un regulador PI. La velocidad de referencia  $\Omega_{Ti}^*$  es la velocidad máxima del aerogenerador que no se desea superar. La salida del regulador PI es la referencia del par mecánico  $T_{Ti}^*$ .



**Figura 4.3:** Diagrama de bloques del control de velocidad en el aerogenerador  $i$

En el diseño del regulador PI solamente se ha tenido en cuenta el modelo mecánico de dos masas puesto que el comportamiento del rotor eólico equivale a una ganancia  $1/K_{\beta}$  al no considerar su dinámica. Como dicha ganancia resulta ser variable, su valor se elige en función del valor del ángulo de paso (*gain scheduling*). En la Tabla 4.1 se muestran los valores del regulador PI.

Magnitud o Parámetro	Valor
Velocidad máxima $\Omega_{Ti}^*$	14, 794 rpm
Tiempo de establecimiento	2 s
Sobreoscilación	8, 3 %
Ganancia $K_P$	$80, 7 \times 10^6$
Constante de integración $T_I$	$0, 01239 \times 10^{-6}$

**Tabla 4.1:** Magnitudes del control de velocidad y parámetros del regulador PI

El mecanismo de cambio de paso se ha modelado mediante  $G_{\beta}$  que limita la derivada respecto del tiempo del ángulo de paso.  $G_T$  representa la conversión de la potencia cinética del viento en potencia mecánica utilizando para ello el coeficiente de potencia  $C_P$  del aerogenerador. Finalmente  $G_{2m}$  representa la transmisión mecánica mediante el modelo de dos masas, todo ello descrito en el capítulo anterior.

### 4.2.2 Control del Generador Eléctrico y de la Tensión Continua del Doble Convertidor

El control del generador síncrono de imanes permanentes se realiza en ejes dq orientados con el campo magnético del rotor y se desea que el ángulo del par se mantenga constante e igual a  $90^\circ$ , (Krishnan, 2010). Para ello se hace cero la referencia de la corriente  $I_{Gid}^* = 0$  y se consigue que la expresión del par mecánico quede así:

$$T_{Ri} \approx -3p\lambda_{rms}I_{Giq} \quad (4.3)$$

por lo que el par por unidad de corriente es máximo y se controla solamente con la corriente q. Para el control de ambas corrientes se definen las tensiones de entrada:

$$u_{Gid} = V_{Gid} + \omega_{Gi}L_{Gq}I_{Giq} \quad (4.4)$$

$$u_{Giq} = V_{Giq} - \omega_{Gi}(L_{Gd}I_{Gid} - \lambda_{rms}) \quad (4.5)$$

de modo que la dinámica del generador se puede escribir como:

$$R_G I_{Gid} + L_{Gd} \frac{dI_{Gid}}{dt} = u_{Gid} \quad (4.6)$$

$$R_G I_{Giq} + L_{Gq} \frac{dI_{Giq}}{dt} = u_{Giq} \quad (4.7)$$

El sistema resultante es de primer orden y se puede controlar mediante un regulador PI en ejes síncronos dq<sup>1</sup>. En la Tabla 4.2 se muestran los parámetros de los reguladores PI para las corrientes  $I_{Gid}$  e  $I_{Giq}$ .

Magnitud o Parámetro	Valor ( $I_{Gid}$ )	Valor ( $I_{Giq}$ )	Valor ( $E_{Bi}$ )
Tiempo de establecimiento	21 ms	21 ms	200 ms
Sobreoscilación	15 %	15 %	0 %
Ganancia $K_P$	2,2824	2,8584	95,2
Constante de integración $T_I$	$3,1546 \times 10^{-3}$	$2,5189 \times 10^{-3}$	$147,06 \times 10^{-6}$

**Tabla 4.2:** Magnitudes y parámetros del control del convertidor del generador

El convertidor del generador (back-end) es el encargado de controlar las corrientes del generador por lo que resulta sencillo añadir límites a dichas corrientes. Limitar las corrientes es de gran importancia para mantener la integridad de los componentes, especialmente ante faltas en el sistema.

<sup>1</sup>La función de transferencia que resulta no depende de la potencia del aerogenerador agregado puesto que el escalado (de 5 MW a 5, 40, 80, 120 ó 155 MW) se realiza en el convertidor de red.

Por encima del bucle de la corriente  $I_{Giq}$  se ha diseñado otro bucle de control más lento que se encarga de regular la tensión del enlace de continua del doble convertidor ( $E_{Bi}$ ). Despreciando las pérdidas en el convertidor del generador se obtiene:

$$-3(V_{Gid}I_{Gid} + V_{Giq}I_{Giq}) = E_{Bi}I_{Bdc,i} \quad (4.8)$$

y para el condensador  $C_B$  se cumple:

$$I_{Bdc,i} - I_{Fdc,i} = C_B \frac{dE_{Bi}}{dt} \quad (4.9)$$

entonces:

$$-3V_{Gid}I_{Gid} - 3V_{Giq}I_{Giq} - E_{Bi}I_{Fdc,i} = C_B E_{Bi} \frac{dE_{Bi}}{dt} \quad (4.10)$$

Finalmente linealizando la ecuación anterior y asumiendo  $I_{Gid0} \approx 0$  y  $\left. \frac{dE_{Bi}}{dt} \right|_0 \approx 0$ , queda:

$$\begin{aligned} & -3V_{Gid0}\Delta I_{Gid} - 3V_{Giq0}\Delta I_{Giq} - 3I_{Giq0}\Delta V_{Giq} - E_{Bi0}\Delta I_{Fdc,i} - I_{Fdc,i0}\Delta E_{Bi} = \\ & C_B E_{Bi0} \Delta \left( \frac{dE_{Bi}}{dt} \right) \end{aligned} \quad (4.11)$$

por lo que definiendo la entrada:

$$u_{Bi} = -\frac{3V_{Gid0}}{C_B} I_{Gid} - \frac{3V_{Giq0}}{C_B} I_{Giq} - \frac{3I_{Giq0}}{C_B} V_{Giq} - \frac{E_{Bi0}}{C_B} I_{Fdc,i} \quad (4.12)$$

entonces la dinámica del condensador  $C_B$  es:

$$\frac{I_{Fdc,i0}}{C_B} E_{Bi} + E_{Bi0} \frac{dE_{Bi}}{dt} = u_{Bi} \quad (4.13)$$

y la tensión  $E_{Bi}$  se puede controlar mediante un regulador PI y las correspondientes compensaciones. En la Tabla 4.2 se muestran los parámetros de dicho regulador.

La Figura 4.4 muestra el control del convertidor del generador donde “Comp<sub>Bi</sub>” representa los términos de compensación. Los bucles internos de corriente tienen un tiempo de establecimiento que es unas diez veces menor que la del bucle externo de tensión.

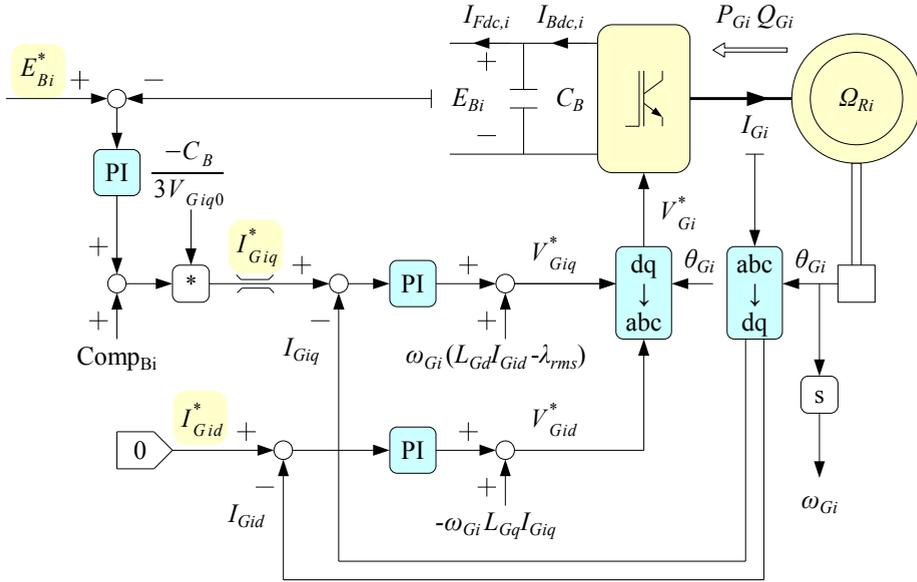


Figura 4.4: Diagrama de bloques del control en el convertidor  $i$  del generador

Si se mantiene constante la tensión  $E_{Bi}$  entonces la potencia  $P_{Gi}$  entregada por el generador seguirá las variaciones de la potencia  $P_{Wi}$  entregada por el convertidor de red que se encuentra conectado al punto de conexión común  $PCC_F$ . Este resultado permite utilizar el convertidor de red para que el aerogenerador realice el *seguimiento del punto de máxima potencia*.

### 4.2.3 Control de Tensión y Frecuencia de la Red Marina

La frecuencia y el valor eficaz de la tensión en la red marina de alterna se controlan mediante el convertidor de red del aerogenerador. Para ello se utilizan de nuevo dos bucles internos para controlar las corrientes y con ello limitar su valor de modo que no alcancen valores que pongan en peligro la integridad de los componentes del sistema. El control se realiza en ejes dq orientados con la tensión  $V_F$  que es precisamente la que se desea controlar, por lo que  $V_{Fq} = 0$ . En este caso se definen las variables de entrada<sup>2</sup>:

<sup>2</sup>El factor  $1/L_{Wi}$  permite que los parámetros del controlador PI sean independientes de la potencia del aerogenerador agregado, cuyo valor puede ser 5, 40, 80, 120 ó 155 MW.

$$u_{Wid} = \frac{1}{L_{Wi}} (V_{Wid} + \omega_F L_{Wi} I_{Wiq} - V_{Fd}) \quad (4.14)$$

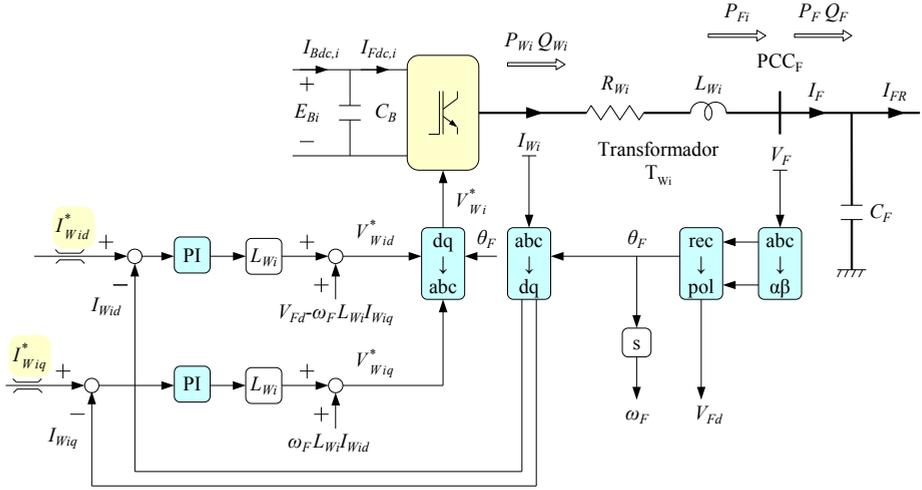
$$u_{Wiq} = \frac{1}{L_{Wi}} (V_{Wiq} - \omega_F L_{Wi} I_{Wid}) \quad (4.15)$$

que permiten escribir la dinámica del transformador  $T_{Wi}$  como:

$$\frac{R_{Wi}}{L_{Wi}} I_{Wid} + \frac{dI_{Wid}}{dt} = u_{Wid} \quad (4.16)$$

$$\frac{R_{Wi}}{L_{Wi}} I_{Wiq} + \frac{dI_{Wiq}}{dt} = u_{Wiq} \quad (4.17)$$

dando lugar a un sistema de primer orden que se puede controlar mediante un regulador PI. La Figura 4.5 muestra el control de las corrientes dq del convertidor de red, y en la Tabla 4.3 se dan los valores de los reguladores PI. Por encima de los bucles de corriente se implementan dos controles más lentos que son el de tensión y el de frecuencia de la red marina de alterna.



**Figura 4.5:** Diagrama de bloques del control de corrientes en el convertidor  $i$  de red

Para controlar la tensión (amplitud) y la frecuencia de la red marina, se utiliza la dinámica del condensador  $C_F$ . En este caso si se define la variable de entrada:

$$u_V = \frac{1}{C_F} (I_{Fd} - I_{FRd}) \quad (4.18)$$

Magnitud o Parámetro	Valor ( $I_{wid}, I_{wiq}$ )	Valor ( $V_{Fd}$ )
Tiempo de establecimiento	4,4 ms	42 ms
Sobreoscilación	20 %	18 %
Ganancia $K_P$	1488	203
Constante de integración $T_I$	$0,80645 \times 10^{-6}$	$68,966 \times 10^{-6}$

**Tabla 4.3:** Magnitudes y parámetros del control del convertidor de red

entonces se obtiene un sistema de primer orden:

$$\frac{dV_{Fd}}{dt} = u_V \quad (4.19)$$

de modo que la tensión  $V_{Fd}$  se puede controlar también con un regulador PI cuyos parámetros se muestran en la Tabla 4.3. Por otro lado para controlar la frecuencia se puede utilizar un regulador P, pues se cumple:

$$I_{Fq} = C_F V_{Fd} \omega_F + I_{FRq} \quad (4.20)$$

Como la tensión y la frecuencia en el punto  $PCC_F$  son comunes a todos los aerogeneradores, se utiliza un control distribuido de modo que las corrientes  $I_{Fd}$  e  $I_{Fq}$  sean aportadas por todos ellos, lo cual se hace de forma proporcional a su potencia nominal:

$$I_{wid}^* = K_{id} I_{Fd}^*, \quad K_{id} = \frac{P_{Fi,n}}{P_{Fn}} \quad (4.21)$$

$$I_{wiq}^* = K_{iq} I_{Fq}^*, \quad K_{iq} = K_{id} \quad (4.22)$$

donde  $P_{Fi,n}$  es la potencia nominal de cada aerogenerador (5, 40, 80, 120 ó 155 MW) y:

$$P_{Fn} = \sum_i P_{Fi,n} \quad (4.23)$$

La Figura 4.6 muestra los bucles de control de la tensión y la frecuencia de la red marina de alterna, incluyendo los términos de compensación y las protecciones. Hay que destacar que se ha optado por centralizar el término integral del error de tensión y ello obliga a utilizar *comunicaciones* entre los aerogeneradores. Dichas comunicaciones se han modelado mediante un retardo relativamente grande de 10 ms pero igual para todos ellos.

A diferencia de lo que es habitual en los sistemas eléctricos de potencia en alterna, en este caso la topología y el comportamiento del condensador  $C_F$  determinan que la corriente activa  $I_{Fd}$  controle la tensión y que la corriente reactiva  $I_{Fq}$  controle la frecuencia.

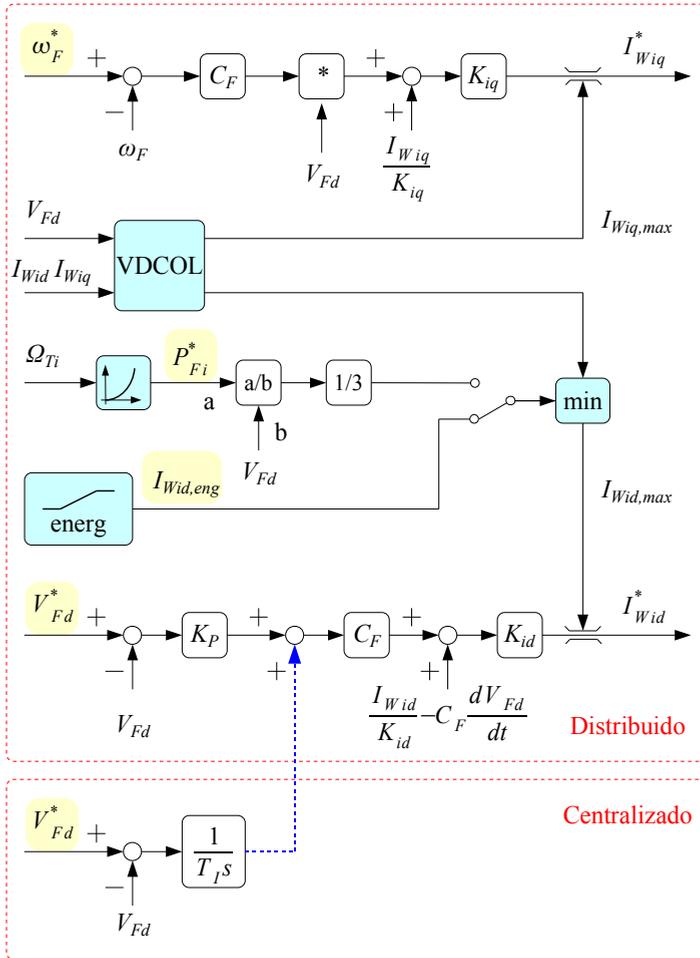


Figura 4.6: Diagrama de bloques de los controles de tensión y frecuencia de la red marina

Cuando el sistema está operando normalmente, el control que se ha descrito permite conseguir que cada aerogenerador agregado trabaje en el *punto de máxima potencia*. Para ello se utiliza como referencia una tensión  $V_{Fd}^* = 1,1$  pu y se limita la corriente  $I_{Wid}$  a un valor máximo  $I_{Wid,max}$  que viene dado por la potencia ópti-

ma del aerogenerador,  $P_{Fi}^*$  en la Figura 4.6. Aunque con ello se pierde el control de la tensión, ésta no sufre grandes variaciones, pues el rectificador HVDC acopla dicha tensión con la tensión de continua  $V_{Rdc}$ :

$$V_{Rdc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} BNV_{Fd} - \frac{3}{\pi} B\omega_F L_{TR} I_{Rdc} \quad (4.24)$$

y la tensión de continua está regulada, en el caso de la conexión punto-a-punto, por el inversor del enlace HVDC.

El bloque VDCOL limita las corrientes durante los cortocircuitos en la red marina, cuando la tensión  $V_{Fd}$  se reduce, y se explica en la sección 4.4. El bloque “energ” se emplea durante la energización del sistema, en la que el rectificador del enlace HVDC actúa como una fuente de corriente.

### 4.3 CONTROL DEL INVERSOR DE TENSIÓN (VSC)

El inversor bipolar del enlace HVDC está formado por dos convertidores VSC que, en condiciones normales, funcionan de forma simétrica. En esas condiciones el control es el mismo en ambos convertidores y, para simplificar la notación, se explica solamente el control de un sistema equivalente monopolar.

#### 4.3.1 Control de Corrientes del VSC

Para el control de las corrientes del VSC se utiliza una estrategia similar a la empleada en el convertidor de red del aerogenerador, con la diferencia de que ahora los ejes se orientan con la tensión  $V_S$ , por lo que  $V_{Sd} = 0$ . En primer lugar se definen las tensiones de entrada:

$$u_{Vd} = \frac{1}{L_V} (V_{Vd} + \omega_S L_V I_{Vq} - V_{Sd}) \quad (4.25)$$

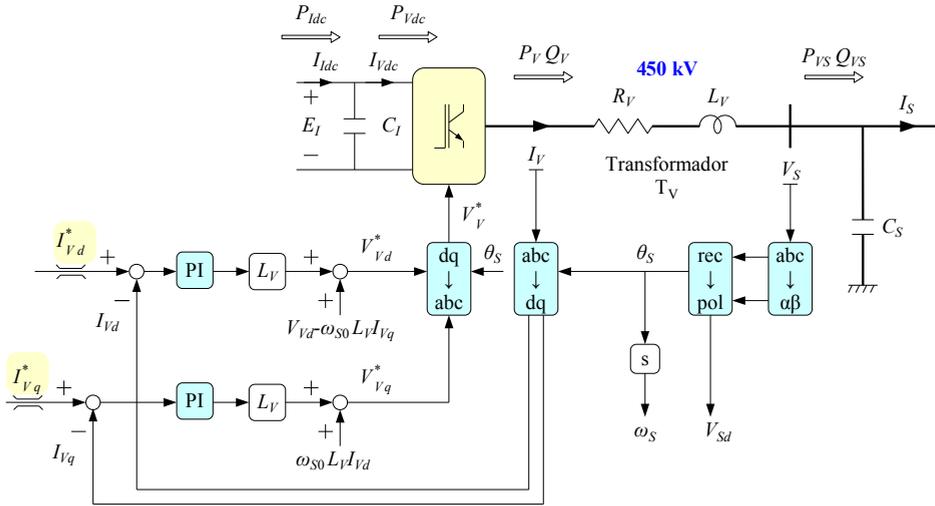
$$u_{Vq} = \frac{1}{L_V} (V_{Vq} - \omega_S L_V I_{Vd}) \quad (4.26)$$

que dan lugar a las siguientes ecuaciones para el transformador  $T_V$ :

$$\frac{R_V}{L_V} I_{Vd} + \frac{dI_{Vd}}{dt} = u_{Vd} \quad (4.27)$$

$$\frac{R_V}{L_V} I_{Vq} + \frac{dI_{Vq}}{dt} = u_{Vq} \quad (4.28)$$

por lo que, de nuevo, con un regulador PI se puede controlar el anterior sistema de primer orden. La Figura 4.7 muestra el control de las corrientes del equivalente monopolar del convertidor VSC. En el término de compensación,  $\omega_{S0}$  es igual a  $2\pi 50$ . De nuevo se incluyen límites en las corrientes para proteger los componentes del sistema. En la Tabla 4.4 se dan los valores de los reguladores PI.



**Figura 4.7:** Diagrama de bloques del control de corrientes del convertidor VSC (equivalente monopolar)

Magnitud o Parámetro	Valor ( $I_{Vd}$ , $I_{Vq}$ )	Valor ( $E_I$ )
Tiempo de establecimiento	25 ms	250 ms
Sobrees oscilación	8 %	10 %
Ganancia $K_P$	310, 39	19, 563
Constante de integración $T_I$	$29, 318 \times 10^{-6}$	$7, 6674 \times 10^{-3}$

**Tabla 4.4:** Magnitudes y parámetros del control del convertidor VSC (equivalente monopolar)

Por encima de los bucles de corriente se implementan dos controles: un bucle más lento para controlar la tensión del enlace HVDC y otro para controlar la potencia reactiva que se vierte a la red terrestre y al condensador  $C_S$ .

### 4.3.2 Control de la Tensión Continua del Enlace HVDC

El control de la tensión del enlace HVDC se diseña a partir de la ecuación del condensador  $C_I$ :

$$I_{Idc} - I_{Vdc} = C_I \frac{dE_I}{dt} \quad (4.29)$$

Despreciando las pérdidas en el convertidor VSC se obtiene:

$$3(V_{Vd}I_{Vd} + V_{Vq}I_{Vq}) = E_I I_{Vdc} \quad (4.30)$$

entonces:

$$E_I I_{Idc} - 3V_{Vd}I_{Vd} - 3V_{Vq}I_{Vq} = \frac{C_I}{2} \frac{dE_I^2}{dt} \quad (4.31)$$

por lo que linealizando la ecuación anterior y asumiendo  $\Delta V_{Vd} \approx 0$ ,  $V_{Vq0} \approx 0$  y  $\Delta V_{Vq} \approx 0$ , resulta:

$$\Delta P_{Idc} - 3V_{Vd0}\Delta I_{Vd} = \frac{C_I}{2} \Delta \left( \frac{dE_I^2}{dt} \right) \quad (4.32)$$

donde  $P_{Idc} = E_{Ip}I_{Idc}$ . Si se define la entrada<sup>3</sup>:

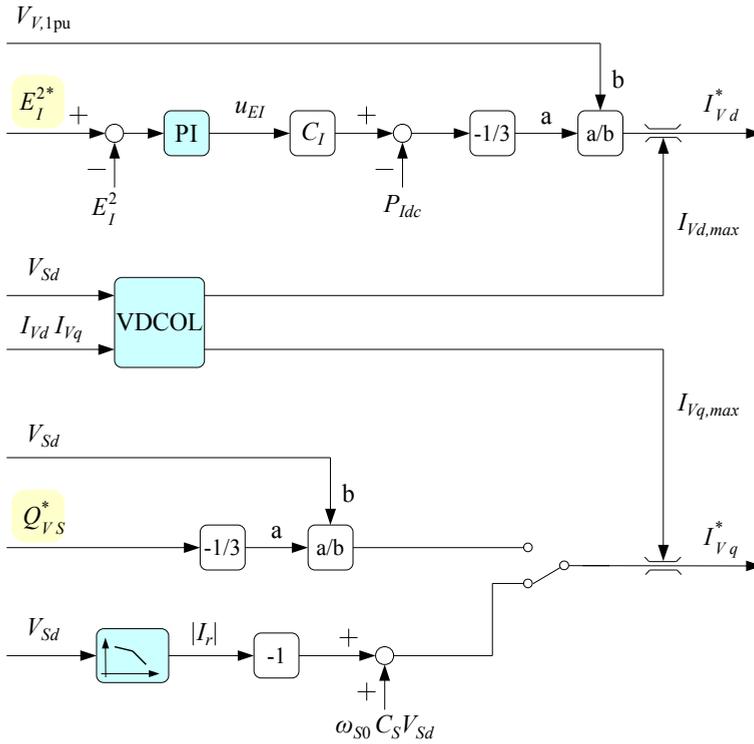
$$u_{EI} = \frac{1}{C_{Ip}} (P_{Idc} - 3V_{Vd0}I_{Vd}) \quad (4.33)$$

y simplificando la notación, entonces se cumple:

$$\frac{1}{2} \frac{dE_I^2}{dt} = u_{EI} \quad (4.34)$$

por lo que se obtiene un sistema de primer orden que, de nuevo, se puede controlar con un regulador PI. En la Tabla 4.4 se muestran los valores para este regulador. En la Figura 4.8 se muestra el control de la tensión del enlace HVDC, donde  $V_{V,1pu} = 150/\sqrt{3}$  kV.

<sup>3</sup>El factor  $1/C_{Ip}$  permite que los parámetros del controlador PI no dependan de la capacidad  $C_{Ip}$ .



**Figura 4.8:** Diagrama de bloques del control del convertidor VSC (equivalente monopolar)

### 4.3.3 Control de la Potencia Reactiva

Para controlar la potencia reactiva que el convertidor VSC vierte a la red y al condensador  $C_S$ , se utiliza su expresión en coordenadas dq:

$$Q_{VS} = -3V_{Sd}I_{Vq} \quad (4.35)$$

El bucle de control rápido de la corriente reactiva permite escribir  $I_{Vq} \approx I_{Vq}^*$ , entonces:

$$I_{Vq}^* = \frac{-1}{3V_{Sd}} Q_{VS}^* \quad (4.36)$$

y en la Figura 4.8 se muestra el control de dicha potencia reactiva.

El bloque VDCOL limita las corrientes durante los cortocircuitos en la red terrestre, cuando la tensión  $V_{Sd}$  se reduce, y se explica en la sección 4.4. Durante la recuperación del sistema tras el cortocircuito, la corriente reactiva  $I_{Vq}$  viene dada por el valor de  $I_r$  que permite inyectar potencia reactiva en la red para favorecer el despeje de la falta.

## 4.4 ESTRATEGIAS DE CONTROL ANTE CORTOCIRCUITOS

En esta sección se explican las estrategias a seguir cuando se producen cortocircuitos en el sistema que provocan sobrecorrientes en los convertidores de red de los aerogeneradores o en el inversor VSC.

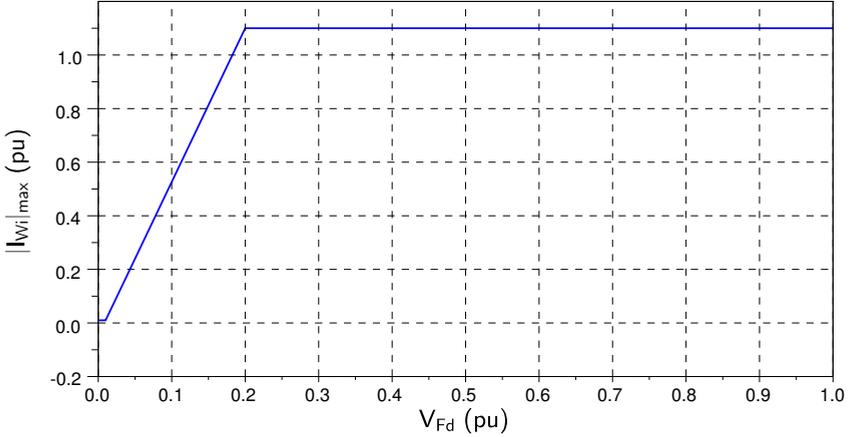
### 4.4.1 Protección VDCOL del Convertidor de Red del Aerogenerador

Cuando se produce un cortocircuito trifásico en la red de alterna del parque eólico, la protección VDCOL (Voltage-Dependent Current-Order Limit, (Kundur, 1994)) limita las corrientes  $I_{Wi}$  del convertidor de red del aerogenerador, actuando sobre los límites  $I_{Wid,max}$  e  $I_{Wiq,max}$ . De este modo se protegen los componentes del sistema ante este tipo de faltas.

La Figura 4.9 muestra la dependencia del valor eficaz de las corrientes  $|I_{Wi}|_{max}$  con respecto a la tensión<sup>4</sup>  $V_{Fd}$  del punto común de conexión PCC<sub>F</sub>. Aunque la tensión

<sup>4</sup>Para obtener mejores resultados, en lugar de la tensión  $V_{Fd}$  se utiliza ésta limitando su gradiente entre  $+100$  y  $-10^4$  V/ms, tal y como se propone en (Kundur, 1994).

alcanse valores tan bajos como 0,2 pu, se permite que la corriente sea alta para que los convertidores de red contribuyan, en mayor medida, en la recuperación de la red marina tras una falta.



**Figura 4.9:** Protección VDCOL del convertidor de red del aerogenerador

Es de destacar que en el caso de tensiones muy bajas se permite que los convertidores de red entreguen corriente, puesto que son los únicos responsables de crear la red marina de alterna. Incluso cuando la tensión es cero, el límite es  $|I_{Wi}|_{max} = 0,01$  pu.

El reparto de la corriente  $|I_{Wi}|_{max}$  entre  $I_{Wid,max}$  e  $I_{Wiq,max}$  se realiza del siguiente modo:

$$I_{Wiq,max} = |I_{Wi}|_{max} \quad (4.37)$$

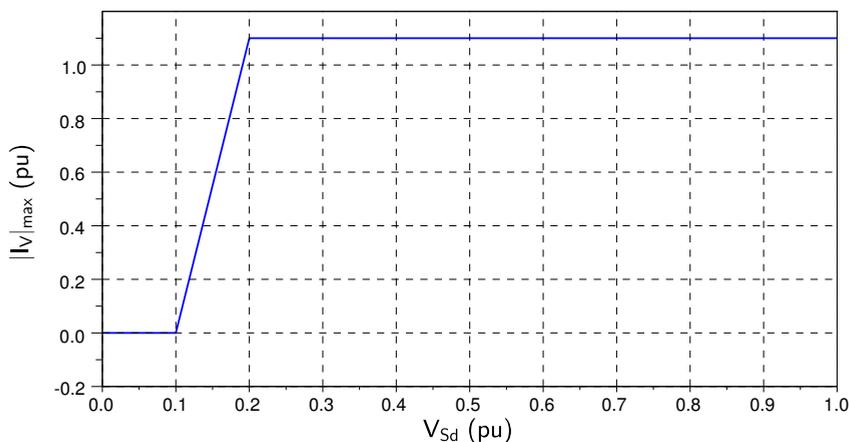
$$I_{Wid,max} = \sqrt{|I_{Wi}|_{max}^2 - I_{Wiq,max}^2} \quad (4.38)$$

de manera que prevalece la corriente reactiva sobre la activa. En consecuencia se da prioridad al control de frecuencia frente al control del valor eficaz de la tensión, de modo que durante la recuperación tras un cortocircuito se tendrán tensiones más bajas de lo esperado pero a una frecuencia de 50 Hz.

#### 4.4.2 Protección VDCOL del Inversor VSC

Si el cortocircuito trifásico se produce en la red terrestre de alterna entonces la protección VDCOL limita las corrientes  $I_V$  entregadas por el inversor VSC, en este caso actuando sobre los límites  $I_{Vd,max}$  e  $I_{Vq,max}$ , de modo que se proteja la integridad de los componentes del sistema.

La característica de la protección VDCOL se muestra en la Figura 4.10 donde ahora para tensiones<sup>5</sup>  $V_{Sd}$  muy bajas en PCC<sub>S</sub> no se entrega corriente, ya que en esta ocasión la red es creada en mayor medida por la red terrestre de transporte, a la que el inversor VSC entrega la potencia producida en el parque eólico.



**Figura 4.10:** Protección VDCOL del inversor VSC

El reparto de la corriente  $|I_V|_{max}$  entre  $I_{Vd,max}$  e  $I_{Vq,max}$  se realiza del siguiente modo:

$$I_{Vd,max} = |I_V|_{max} \quad (4.39)$$

$$I_{Vq,max} = \sqrt{|I_V|_{max}^2 - I_{Vd,max}^2} \quad (4.40)$$

de manera que ahora prevalece la corriente activa sobre la reactiva. La razón es que la propia red terrestre de transporte permite mantener la tensión y la frecuencia en PCC<sub>S</sub> y la prioridad del inversor es mantener la tensión  $E_I$  en el lado de continua.

<sup>5</sup>Para obtener mejores resultados, en lugar de la tensión  $V_{Sd}$  se utiliza ésta limitando su gradiente entre +1000 y -5000 V/ms, tal y como se propone en (Kundur, 1994).

### 4.4.3 Inyección de Potencia Reactiva en la Red Terrestre

El inversor VSC puede colaborar con la red terrestre de transporte en la recuperación de la tensión durante el despeje de un cortocircuito que ha tenido lugar en el punto común de conexión PCC<sub>S</sub>. Esto incluso puede ser de obligado cumplimiento para el inversor si así lo indica la normativa que le sea de aplicación, por ejemplo que deba inyectar a la red terrestre una corriente reactiva  $|I_r|$  que sea función de la tensión en PCC<sub>S</sub> ( $V_{Sd}$ ), Figura 4.8.

Para ello el inversor debe servirse de su control de corriente  $I_{Vq}^*$ . Como la ecuación en el eje-q del condensador  $C_S$  es:

$$I_{Vq} - I_{Sq} = \omega_S C_S V_{Sd} \quad (4.41)$$

entonces la referencia de corriente debe ser:

$$I_{Vq}^* = -|I_r| + \omega_S C_S V_{Sd} \approx -|I_r| + \omega_{S0} C_S V_{Sd} \quad (4.42)$$

donde  $\omega_{S0}$  es igual a  $2\pi 50$ .

## 4.5 OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE

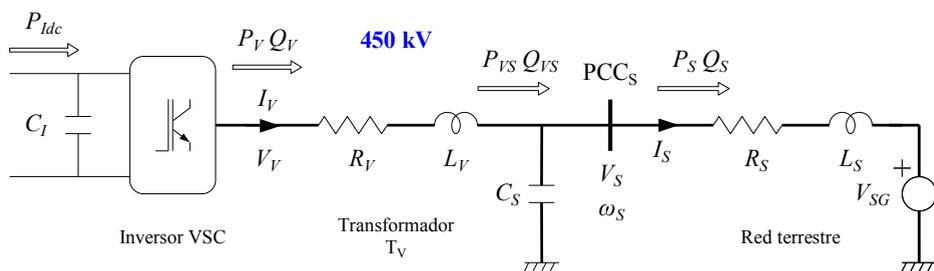
En esta sección se estudia el régimen permanente tanto del inversor VSC como del sistema completo (enlace HVDC punto-a-punto). Ello permite obtener los distintos puntos de funcionamiento y confirmar la adecuada integración de los controles propuestos en el sistema, que se comporta según lo esperado.

En cambio no se incluye el estudio de la operación del parque eólico porque ya se ha tratado en trabajos de investigación anteriores (Blasco-Gimenez y col., 2010; Muyeen, 2012; D'Derlé, 2013). En ellos se han analizado escenarios como la creación de la red marina de alterna por parte de los aerogeneradores, el seguimiento del punto de máxima potencia con series temporales de viento distintas en cada aerogenerador, la saturación o la desconexión de alguno de los aerogeneradores, variaciones de frecuencia en la red marina, y la desconexión e inmediata conexión del parque eólico. La mayoría de los escenarios mencionados se han estudiado tanto en régimen permanente como transitorio.

### 4.5.1 Operación del Inversor VSC

El modo de operación habitual del inversor VSC consiste en mantener constante la tensión de continua del enlace HVDC y, al mismo tiempo, entregar la potencia reactiva  $Q_{VS}^*$  al condensador  $C_S$  y a la red de transporte terrestre. El hecho de mantener constante la tensión continua implica que toda la potencia que le llega desde el rectificador,  $P_{Idc}$ , será inyectada hacia la red de alterna,  $P_V$ .

Para obtener el punto de operación del inversor VSC se utiliza el circuito equivalente monopolar de la Figura 4.11, referido al primario (150 kV). No se pierde validez puesto que se considera que el sistema bipolar está funcionando de forma simétrica.



**Figura 4.11:** Red de transporte y equivalente monopolar del inversor VSC en régimen permanente

#### Cálculo del punto de operación del VSC

El sistema de ecuaciones que se plantea para calcular el punto de operación se obtiene a partir de ecuaciones ya explicadas anteriormente pero, como se trata de régimen permanente, las componentes dq de tensiones e intensidades son constantes y por lo tanto sus derivadas son nulas. También es nula la tensión  $V_{S_q}$  puesto que los ejes dq están orientados con la tensión  $V_S$ . Además la frecuencia angular de la tensión  $V_S$  es constante ( $\omega_S = \omega_{S0} = 2\pi 50$ ).

Las ecuaciones del transformador  $T_V$  son:

$$V_{Vd} = R_V I_{Vd} + 0 - \omega_{S0} L_V I_{Vq} + V_{Sd} \quad (4.43)$$

$$V_{Vq} = R_V I_{Vq} + 0 + \omega_{S0} L_V I_{Vd} + 0 \quad (4.44)$$

Las ecuaciones de la impedancia equivalente de Thevenin de la red terrestre son:

$$V_{Sd} = R_S I_{Sd} + 0 - \omega_{S0} L_S I_{Sq} + V_{SGd} \quad (4.45)$$

$$V_{Sq} = R_S I_{Sq} + 0 + \omega_{S0} L_S I_{Sd} + V_{SGq} \quad (4.46)$$

Las ecuaciones del condensador  $C_S$  son:

$$I_{Vd} - I_{Sd} = 0 - 0 \quad (4.47)$$

$$I_{Vq} - I_{Sq} = 0 + \omega_{S0} C_S V_{Sd} \quad (4.48)$$

Hasta aquí se tienen 6 ecuaciones pero 10 incógnitas que son:

$$\{I_{Vd}, I_{Vq}, I_{Sd}, I_{Sq}, V_{Sd}, V_{SGd}, V_{SGq}, V_{Vd}, V_{Vq}, \theta_S\}$$

Dos de las ecuaciones que faltan se obtienen en función de las entradas elegidas de potencia; por ejemplo si las potencias elegidas (conocidas) son  $P_{VS}$  y  $Q_{VS}$ , entonces las ecuaciones son:

$$P_{VS} = 3V_{Sd}I_{Vd} + 0 \quad (4.49)$$

$$Q_{VS} = -3V_{Sd}I_{Vq} + 0 \quad (4.50)$$

que una vez linealizadas se escriben como:

$$P_{VS} = -3V_{Sd0}\Delta I_{Vd} - 3I_{Vd0}\Delta V_{Sd} \quad (4.51)$$

$$Q_{VS} = -3V_{Sd0}\Delta I_{Vq} - 3I_{Vq0}\Delta V_{Sd} \quad (4.52)$$

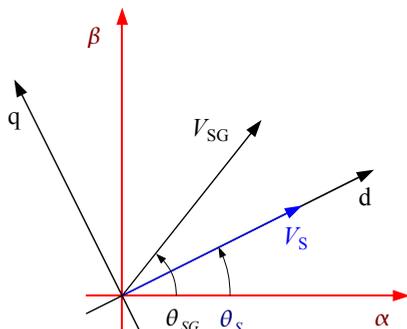
Finalmente las otras dos ecuaciones que faltan se obtienen a partir de las entradas de la tensión de Thevenin. Es importante destacar que las tensiones  $V_{SGd}$  y  $V_{SGq}$  no son perturbaciones externas. La Figura 4.12 muestra la dependencia de éstas con las variables de estado, siendo:

$$\omega_S = \frac{d\theta_S}{dt} \quad (4.53)$$

Si se expresa la tensión de Thevenin como:

$$V_{SG}(t) = |V_{SG}| \cos \theta_{SG}(t) \quad (4.54)$$

entonces las dos ecuaciones que faltan son:



**Figura 4.12:** Tensiones  $V_S$  y  $V_{SG}$  en ejes  $\alpha\beta$  y  $dq$

$$V_{SGd} = |V_{SG}| \cos(\theta_{SG} - \theta_S) \quad (4.55)$$

$$V_{SGq} = |V_{SG}| \sin(\theta_{SG} - \theta_S) \quad (4.56)$$

donde  $\theta_S$  es una variable de estado.  $|V_{SG}|$  y  $\theta_{SG}$  sí que son perturbaciones externas. Si se linealizan ambas ecuaciones queda:

$$\Delta V_{SGd} = \cos(\theta_{SG0} - \theta_{S0}) \Delta |V_{SG}| - |V_{SG}| \sin(\theta_{SG0} - \theta_{S0}) \Delta \theta_{SG} + |V_{SG}| \sin(\theta_{SG0} - \theta_{S0}) \Delta \theta_S \quad (4.57)$$

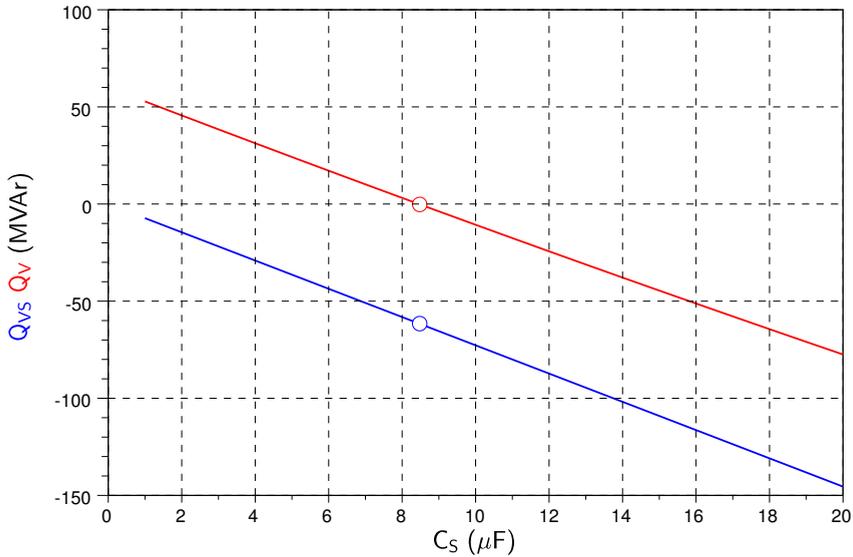
$$\Delta V_{SGq} = \sin(\theta_{SG0} - \theta_{S0}) \Delta |V_{SG}| + |V_{SG}| \cos(\theta_{SG0} - \theta_{S0}) \Delta \theta_{SG} - |V_{SG}| \cos(\theta_{SG0} - \theta_{S0}) \Delta \theta_S \quad (4.58)$$

Para resolver el sistema de ecuaciones se ha utilizado el método de Newton-Raphson porque hay ecuaciones que no son lineales.

### *Cálculo de la capacidad $C_S$*

La capacidad  $C_S$  se ha calculado para que proporcione toda la potencia reactiva que, a plena potencia, consume el transformador  $T_V$ , por lo tanto ni el inversor ni la red necesitarán aportar reactiva, es decir que  $Q_V = Q_S = 0$  MVar. La Figura 4.13 muestra la evolución de la potencia reactiva a la salida del VSC (curva roja) y la evolución de la potencia reactiva a la salida del transformador (curva azul) ambas en función de la capacidad  $C_S$ , cuando la potencia a la salida del transformador es  $P_{VS} = 400$  MW y la potencia entregada/aportada por la red terrestre es  $Q_S = 0$  MVar<sup>6</sup>.

<sup>6</sup>Se trata pues de resolver el punto de operación cuando las potencias elegidas (conocidas) son  $P_{VS}$  y  $Q_S$ .



**Figura 4.13:** Potencias reactivas entregadas por el inversor VSC en función de la capacidad  $C_S$

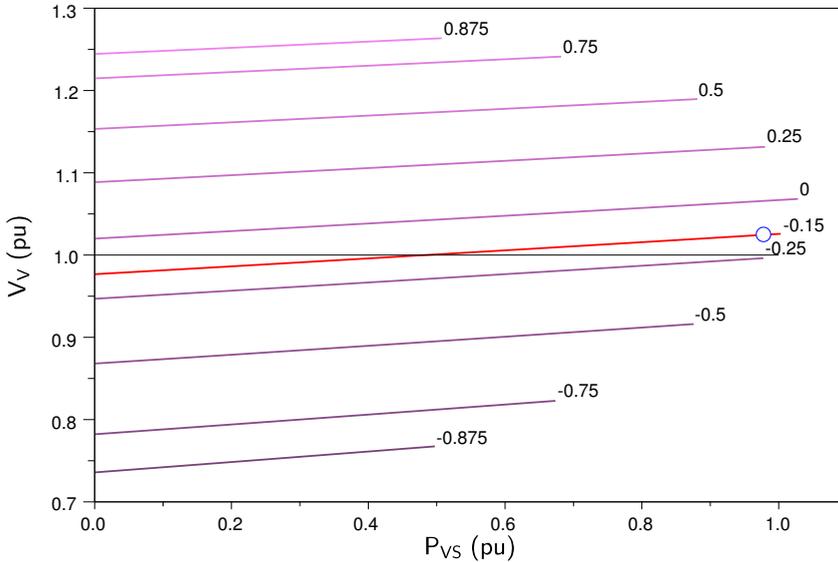
De dicha figura se elige el punto donde  $Q_V = 0$  MVAR y a dicho punto le corresponde una capacidad  $C_S = 8,455 \mu\text{F}$ <sup>7,8</sup>. En esas condiciones el valor de la potencia reactiva a la salida del transformador  $T_V$  es  $Q_{VS} = -61,5$  MVAR por lo que en el control del inversor VSC se elige como referencia un valor cercano, en concreto  $Q_{VS}^* = -60$  MVAR (-0,15 pu).

### Operación del inversor VSC

La Figura 4.14 muestra los puntos de operación del inversor VSC para distintos valores de la potencia reactiva  $Q_{VS}$  entregada al condensador  $C_S$  y a la red terrestre. Como las impedancias del transformador  $T_V$  y de la red terrestre son principalmente inductivas, para una misma potencia activa  $P_{VS}$  resulta que la tensión  $V_V$  en bornes del inversor aumenta con la potencia reactiva  $Q_{VS}$ .

<sup>7</sup>En la tesis se ha empleado este valor de capacidad para poder verificar fácilmente determinados puntos de funcionamiento, pero en la práctica hay que recurrir a los valores de capacidad existentes en el mercado.

<sup>8</sup>Esta capacidad está referida a una tensión de 150 kV, en cambio su valor es de  $1,189 \mu\text{F}$  cuando está referida a 400 kV. En ambos casos el valor de la reactancia capacitiva es de 6,693 pu a 50 Hz y 400 MVA.



**Figura 4.14:** Puntos de operación del inversor VSC para distintos valores de  $Q_{VS}$  (pu)

Para el valor elegido  $Q_{VS}^* = -0,15$  pu se obtiene la curva de color rojo, por lo que los valores de la tensión  $V_V$  se encuentran lo más cerca posible del valor 1 pu cuando la potencia activa varía de 0 a 1 pu. En dicha figura se ha superpuesto un punto de funcionamiento obtenido con PSCAD cuando  $P_V = 0,97875$  pu y  $Q_{VS} = -0,15$  pu (punto azul) y se puede verificar la coincidencia con los resultados obtenidos.

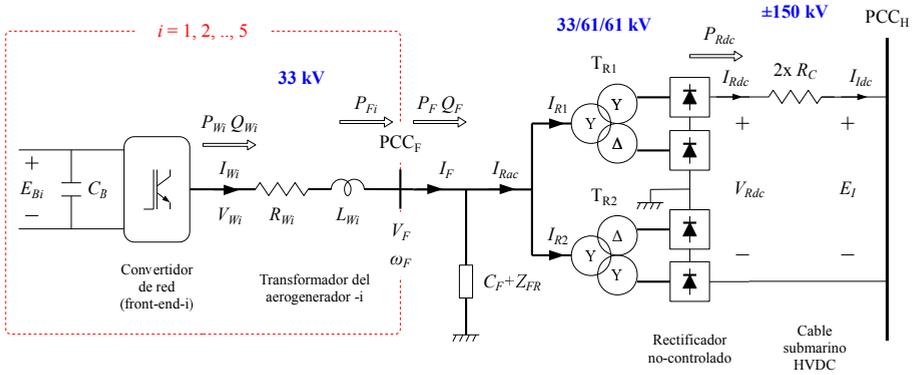
#### 4.5.2 Operación del Enlace HVDC punto-a-punto

La Figura 4.15 muestra el enlace HVDC punto-a-punto cuando funciona en régimen permanente. El cable submarino se comporta en continua como una resistencia.

El principal modo de operación del enlace HVDC punto-a-punto consiste en hacer funcionar el parque eólico marino como fuente de potencia y el inversor VSC como fuente de tensión. En este caso el punto de funcionamiento en régimen permanente se puede identificar analizando el punto de conexión entre el rectificador y el cable. Se trata de encontrar el punto donde se cortan las dos funciones que relacionan la tensión  $V_{Rdc}$  con la intensidad  $I_{Rdc}$ , tanto del rectificador como del inversor.

La función que relaciona la tensión  $V_{Rdc}$  con la intensidad  $I_{Rdc}$  en el lado del inversor se obtiene utilizando el modelo en “T” del cable HVDC:

$$V_{Rdc} = 2R_C I_{Rdc} + E_{I0} \quad (4.59)$$



**Figura 4.15:** Enlace HVDC punto-a-punto en régimen permanente

y se muestra en color rojo en la Figura 4.16, siendo  $E_{I0}$  la tensión nominal en el inversor y que éste regula para que se mantenga en 300 kV, actuando como *fente de tensión*. Al aumentar la corriente se incrementa ligeramente la tensión.

La función que relaciona la tensión  $V_{Rdc}$  con la intensidad  $I_{Rdc}$  en el lado del rectificador es:

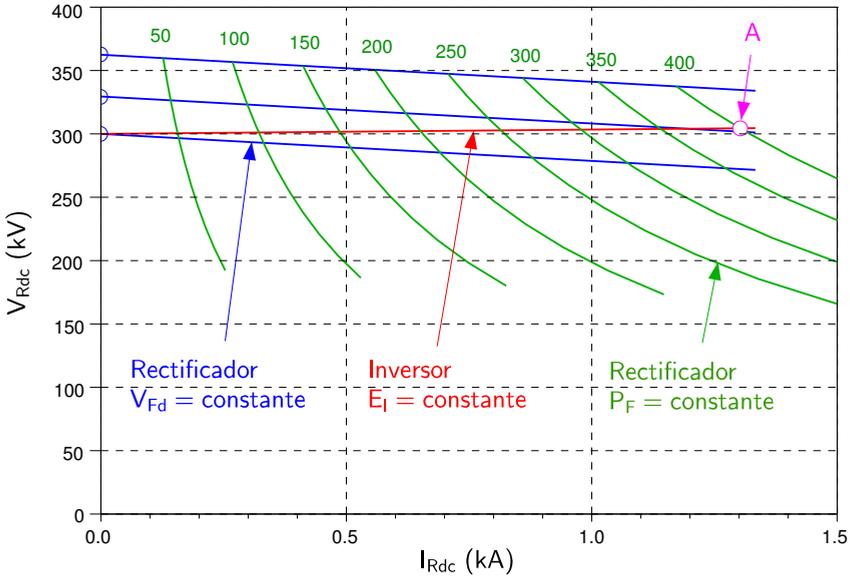
$$V_{Rdc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} B N V_{Fd} - \frac{3}{\pi} B \omega_F L_{TR} I_{Rdc} \quad (4.60)$$

y se muestra en color azul en la Figura 4.16 para tres valores de  $V_{Fd}$ : 0,9104, 1,0 y 1,1 pu<sup>9</sup>. Ahora al aumentar la corriente disminuye la tensión, con una pendiente apreciable debido al alto valor de la inductancia de dispersión  $L_{TR}$  de los transformadores del rectificador. En este caso el parque eólico estaría funcionando como fuente de tensión.

Para que el parque eólico pase a funcionar como *fente de potencia* se utiliza un valor alto para la referencia de tensión, concretamente  $V_{Fd}^* = 1,1$  pu y, al mismo tiempo, se limitan sus corrientes  $I_{Wid}$  para que cada aerogenerador agregado trabaje en su *punto de máxima potencia*  $P_{Fi,max}$ . La corriente  $I_{Fd,max}$  se puede calcular como:

$$I_{Fd,max} = \sum_i I_{Wid,max} = \frac{\sum_i P_{Fi,max}}{3V_{Fd}} \quad (4.61)$$

<sup>9</sup>La tensión base es  $33/\sqrt{3}$  kV.



**Figura 4.16:** Puntos de funcionamiento del enlace punto-a-punto

Para un determinado valor de  $V_{Fd}$  se calcula la corriente  $I_{ZFd}$  en el filtro del rectificador, con lo que:

$$I_{Fd,max} - I_{ZFd} = I_{Racd,max} = \frac{B\sqrt{6}N}{\pi} I_{Rdc,max} - \frac{B\omega_F L_{TR}}{\pi V_{Fd}} I_{Rdc,max}^2 \quad (4.62)$$

y resolviendo esta ecuación de segundo grado se obtiene finalmente el valor de  $I_{Rdc,max}$ . Los resultados para  $P_{F,max} = 50, 100, \dots, 350, 400$  MW son las curvas de color verde que se muestran en la Figura 4.16 donde, para cada una de dichas curvas,  $V_{Fd}$  varía de 0,6 a 1,1 pu.

El punto de funcionamiento está donde la línea horizontal roja corta a alguna de las curvas de color verde. Se trata pues de puntos de funcionamiento bien definidos en los que la tensión  $V_{Fd}$  no sigue a su referencia sino que su valor viene impuesto por el de la tensión  $V_{Rdc}$ , de acuerdo con la ecuación 4.60.

A modo de comprobación, en la misma figura se ha marcado el punto de funcionamiento obtenido con PSCAD (punto A) cuando  $P_F = 400,0$  MW y  $E_I = 300,0$  kV, y se puede observar la plena coincidencia con los resultados obtenidos.

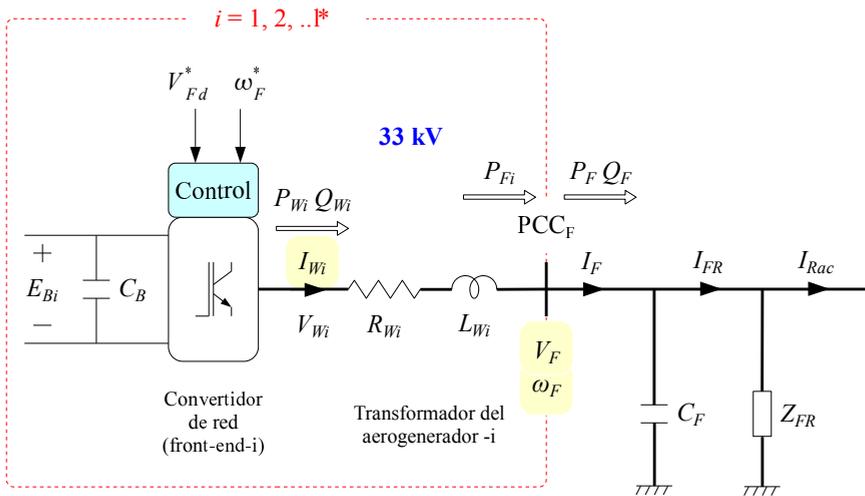
Otro modo de operación posible es cuando el parque eólico funciona en *modo aislado*, es decir, cuando los diodos no conducen. En este caso la tensión  $V_{Fd}$

sí que sigue a su referencia, pues las corrientes  $I_{W_i}$  no alcanzan a sus límites, y su valor se puede observar en las líneas azules de la misma Figura 4.16 para  $I_{Rdc} = 0$  A.

También cabe mencionar el modo de operación que corresponde a los puntos de corte entre una línea azul y la línea roja, es decir, cuando los diodos conducen pero las corrientes  $I_{W_i}$  no alcanzan a sus límites y, por lo tanto, la tensión  $V_{F_d}$  de la red marina sigue a su referencia.

## 4.6 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL PARQUE EÓLICO AISLADO

En esta sección se estudia la estabilidad del sistema que resulta tras la energización del enlace HVDC, cuando los diodos del rectificador han dejado de conducir. En concreto el sistema a estudiar abarca desde los convertidores de red (front-end) de los aerogeneradores agregados hasta el condensador y los filtros del rectificador HVDC, Figura 4.17, a lo que hay que añadir las variables y ecuaciones asociadas al control.



**Figura 4.17:** Parque eólico aislado con cinco aerogeneradores agregados ( $I_{Rac}=0$ )

Aunque no se trata del sistema completo, este análisis permite resaltar aspectos relevantes como la conveniencia de considerar que la frecuencia angular  $\omega_F$  es variable, y que el retardo en el control de la tensión  $V_F$  tiene una gran influencia en la estabilidad.

### 4.6.1 Variables y Ecuaciones de Estado

A continuación se muestran las ecuaciones asociadas a cada uno de los componentes del sistema mencionado, así como las correspondientes ecuaciones de control. El objetivo es recopilar las variables de estado, las entradas de control y las ecuaciones de estado. El término derivada respecto del tiempo de cada variable de estado se muestra en color azul en aquella ecuación que da lugar a la correspondiente ecuación de estado.

#### *Convertidor de red, transformador $T_{Wi}$ y condensador $C_F$*

Las variables de estado son las siguientes, con  $i = 1, 2, \dots, 5$ :

$$[x]_{1\dots 10} = [I_{Wid}, I_{Wiq}] : \text{Bobina de } T_{Wi} \quad (4.63)$$

$$[x]_{11\dots 20} = [x_{Wid}, x_{Wiq}] : \text{Reguladores PI de corrientes} \quad (4.64)$$

$$[x]_{21} = [V_{Fd}] : \text{Condensador } C_F \quad (4.65)$$

$$[x]_{22} = [x_{V_{Fd}}] : \text{Regulador PI de tensión} \quad (4.66)$$

y las entradas de control son:

$$[u]_{1\dots 2} = [V_{Fd}^*, \omega_F^*] : \text{Tensión y frecuencia de la red marina} \quad (4.67)$$

Las ecuaciones del transformador  $T_{Wi}$  son:

$$V_{Wid} = R_{Wi}I_{Wid} + L_{Wi} \frac{dI_{Wid}}{dt} - \omega_F L_{Wi} I_{Wiq} + V_{Fd} \quad (4.68)$$

$$V_{Wiq} = R_{Wi}I_{Wiq} + L_{Wi} \frac{dI_{Wiq}}{dt} + \omega_F L_{Wi} I_{Wid} \quad (4.69)$$

donde para el convertidor de red se cumple:  $V_{Wid} \approx V_{Wid}^*$  y  $V_{Wiq} \approx V_{Wiq}^*$ , y estas referencias se obtienen a partir de las ecuaciones del control de corrientes:

$$V_{Wid}^* = K_{PWid} L_{Wi} (I_{Wid}^* - I_{Wid}) + \frac{L_{Wi}}{T_{IWid}} x_{Wid} - L_{Wi} I_{Wiq} \hat{\omega}_F + V_{Fd} \quad (4.70)$$

$$V_{Wiq}^* = K_{PWiq} L_{Wi} (I_{Wiq}^* - I_{Wiq}) + \frac{L_{Wi}}{T_{IWiq}} x_{Wiq} + L_{Wi} I_{Wid} \hat{\omega}_F \quad (4.71)$$

Como en la compensación se utiliza  $\hat{\omega}_F = \omega_F$  entonces las ecuaciones anteriores conducen a:

$$R_{W_i} I_{W_{id}} + L_{W_i} \frac{dI_{W_{id}}}{dt} = K_{PW_{id}} L_{W_i} (I_{W_{id}}^* - I_{W_{id}}) + \frac{L_{W_i}}{T_{IW_{id}}} x_{W_{id}} \quad (4.72)$$

$$R_{W_i} I_{W_{iq}} + L_{W_i} \frac{dI_{W_{iq}}}{dt} = K_{PW_{iq}} L_{W_i} (I_{W_{iq}}^* - I_{W_{iq}}) + \frac{L_{W_i}}{T_{IW_{iq}}} x_{W_{iq}} \quad (4.73)$$

Las ecuaciones del condensador  $C_F$  son:

$$\sum_i I_{W_{id}} - I_{FRd} = C_F \frac{dV_{Fd}}{dt} \quad (4.74)$$

$$\sum_i I_{W_{iq}} - I_{FRq} = \omega_F C_F V_{Fd} \quad (4.75)$$

y se han utilizado para relacionar las referencias de corrientes en función de las entradas de control:

$$I_{W_{id}}^* = \left\{ K_{PV_{Fd}} C_F (V_{Fd}^* - V_{Fd}) + \frac{C_F}{T_{IV_{Fd}}} x_{V_{Fd}} + \hat{I}_{FRd} \right\} K_{id} \quad (4.76)$$

$$I_{W_{iq}}^* = \{ \omega_F^* C_F V_{Fd} + \hat{I}_{FRq} \} K_{iq} \quad (4.77)$$

El control del aerogenerador se ha diseñado para utilizar solamente *medidas locales*, por lo que se ha optado por:

$$\hat{I}_{FRd} = -C_F \frac{dV_{Fd}}{dt} + \frac{I_{W_{id}}}{K_{id}} \quad (4.78)$$

$$\hat{I}_{FRq} = -C_F \omega_F V_{Fd} + \frac{I_{W_{iq}}}{K_{iq}} \quad (4.79)$$

en cambio para el análisis de estabilidad se escriben ambas corrientes en función de las variables de estado del filtro del rectificador, según se muestra a continuación.

### **Filtro del rectificador $Z_{FR}$**

Las variables de estado son las siguientes:

$$[x]_{23...32} = [V_{Ca1,dq}, V_{Cb,dq}, V_{Ca2,dq}, I_{La,dq}, I_{Lb,dq}] : \text{Bobinas y condensadores de } Z_{FR} \quad (4.80)$$

y las ecuaciones en ejes dq del filtro son las correspondientes *ecuaciones de estado*:

$$V_{Fd} = V_{Ca1d} + V_{Ca2d} + L_a \frac{dI_{Lad}}{dt} - \omega_F L_a I_{Laq} + R_{a1} I_{Lad} \quad (4.81)$$

$$V_{Fq} = V_{Ca1q} + V_{Ca2q} + L_a \frac{dI_{Laq}}{dt} + \omega_F L_a I_{Lad} + R_{a1} I_{Laq} \quad (4.82)$$

$$V_{Fd} = V_{Cbd} + L_b \frac{dI_{Lbd}}{dt} - \omega_F L_b I_{Lbq} \quad (4.83)$$

$$V_{Fq} = V_{Cbq} + L_b \frac{dI_{Lbq}}{dt} + \omega_F L_b I_{Lbd} \quad (4.84)$$

$$V_{Fd} - V_{Ca1d} = R_{a2} C_{a1} \frac{dV_{Ca1d}}{dt} - \omega_F R_{a2} C_{a1} V_{Ca1q} - R_{a2} I_{Lad} \quad (4.85)$$

$$-V_{Ca1q} = R_{a2} C_{a1} \frac{dV_{Ca1q}}{dt} + \omega_F R_{a2} C_{a1} V_{Ca1d} - R_{a2} I_{Laq} \quad (4.86)$$

$$V_{Fd} - V_{Cbd} = R_b C_b \frac{dV_{Cbd}}{dt} - \omega_F R_b C_b V_{Cbq} - R_b I_{Lbd} \quad (4.87)$$

$$-V_{Cbq} = R_b C_b \frac{dV_{Cbq}}{dt} + \omega_F R_b C_b V_{Cbd} - R_b I_{Lbq} \quad (4.88)$$

$$I_{Lad} = C_{a2} \frac{dV_{Ca2d}}{dt} - \omega_F C_{a2} V_{Ca2q} \quad (4.89)$$

$$I_{Laq} = C_{a2} \frac{dV_{Ca2q}}{dt} + \omega_F C_{a2} V_{Ca2d} \quad (4.90)$$

A partir del filtro también se puede escribir:

$$\hat{I}_{FRd} = I_{Lad} + \frac{1}{R_{a2}} (V_{Fd} - V_{Ca1d}) + I_{Lbd} + \frac{1}{R_b} (V_{Fd} - V_{Cbd}) + I_{Racd} \quad (4.91)$$

$$\hat{I}_{FRq} = I_{Laq} - \frac{1}{R_{a2}} V_{Ca1q} + I_{Lbq} - \frac{1}{R_b} V_{Cbq} + I_{Racq} \quad (4.92)$$

donde  $I_{Racd} = I_{Racq} = 0$ . Operando se llega a las *ecuaciones de estado* de las variables  $[I_{wid}, I_{wiq}]$ , por ejemplo, sustituyendo  $\hat{I}_{FRd}$  en la ecuación 4.76 y el resultado a su vez en la ecuación 4.72.

También se obtiene la *ecuación de estado* de la variable  $V_{Fd}$  sustituyendo  $\hat{I}_{FRd}$  en la ecuación 4.74.

### Reguladores PI

Las variables de estado ya se han descrito anteriormente y están asociadas a los integradores de los distintos reguladores PI, y las *ecuaciones de estado* son, con  $i = 1, 2, \dots, 5$ :

$$\frac{dx_{wid}}{dt} = I_{wid}^* - I_{wid} \quad (4.93)$$

$$\frac{dx_{wiq}}{dt} = I_{wiq}^* - I_{wiq} \quad (4.94)$$

$$\frac{dx_{Vfd}}{dt} = V_{fd}^* - V_{fd} \quad (4.95)$$

### **Frecuencia angular $\omega_F$ y linealización**

Si como es habitual en la bibliografía el análisis de estabilidad se realiza considerando que la frecuencia angular  $\omega_F$  es constante entonces todas las ecuaciones de estado obtenidas resultan ser lineales excepto la ecuación 4.77, que una vez linealizada queda así:

$$\Delta I_{wiq}^* = \{\omega_{F0}^* C_F \Delta V_{fd} + C_F V_{fd0} \Delta \omega_F^* + \Delta \hat{I}_{FRq}\} K_{iq} \quad (4.96)$$

y para simplificar la notación se escribirá como:

$$I_{wiq}^* = \{\omega_{F0}^* C_F V_{fd} + C_F V_{fd0} \omega_F^* + \hat{I}_{FRq}\} K_{iq} \quad (4.97)$$

Pero, tal y como se muestra en el siguiente apartado, es más correcto considerar que la frecuencia angular  $\omega_F$  es variable. Su expresión se puede obtener a partir de la ecuación 4.75 llegando a la ecuación no lineal:

$$\omega_F = \frac{1}{C_F V_{fd}} \sum_i I_{wiq} - \frac{1}{C_F V_{fd}} I_{FRq} \quad (4.98)$$

donde  $I_{FRq}$  viene dada por la ecuación 4.92. La frecuencia angular  $\omega_F$  solamente aparece, en el presente análisis, en las diez ecuaciones del filtro  $Z_{FR}$  y en todas ellas multiplica a una variable de estado<sup>10</sup>. En todos los casos las ecuaciones no lineales que resultan se han linealizado según la siguiente expresión:

$$\omega_F x_a = \left( K_b \frac{x_b}{x_c} \right) x_a \approx K_b \frac{x_{b0}}{x_{c0}} x_a + K_b \frac{x_{a0}}{x_{c0}} x_b - K_b \frac{x_{b0} x_{a0}}{x_{c0}^2} x_c \quad (4.99)$$

<sup>10</sup>Hay que recordar que en el análisis de estabilidad en lugar de la ecuación 4.79, en la que también aparece  $\omega_F$ , se utiliza la ecuación 4.92.

donde  $x_a$ ,  $x_b$  y  $x_c$  serían variables de estado. Una vez linealizadas las ecuaciones de estado, todas ellas se pueden reescribir de forma compacta como:

$$\dot{x} = [A]x + [B]u \quad (4.100)$$

y a partir de las matrices  $[A]$  y  $[B]$  se puede obtener la respuesta dinámica ante un escalón en una entrada, así como analizar el contorno de las raíces ante variaciones de algún parámetro del sistema.

### Respuesta a un escalón en la tensión $V_{Fd}$

La Figura 4.18 muestra la respuesta de la tensión  $V_{Fd}$  ante un escalón de 10 V en la entrada  $V_{Fd}^*$ . Las tres curvas se corresponden con las obtenidas con el programa PSCAD/EMTDC (verde), con el análisis que emplea una frecuencia angular constante e igual a 50 Hz (rojo), y con el análisis que considera que dicha frecuencia es variable (azul).

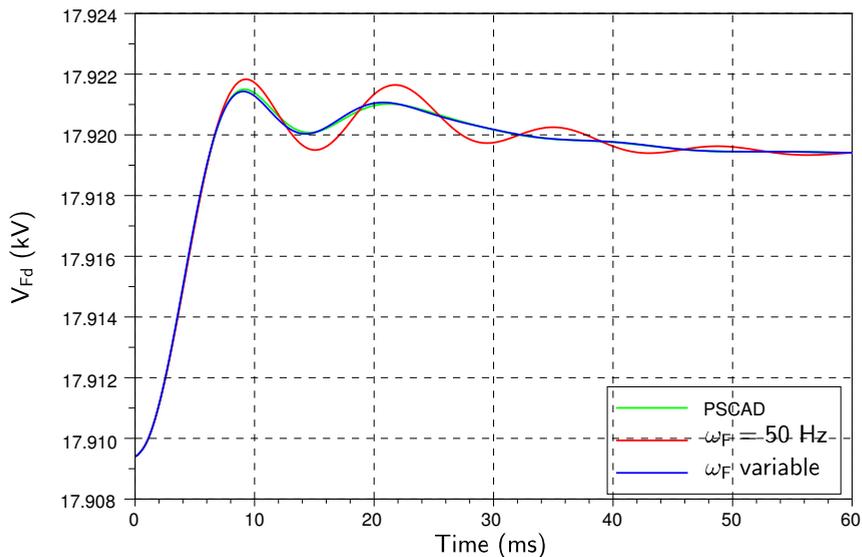


Figura 4.18: Respuesta a un escalón en  $V_{Fd}^*$

En dicha figura se aprecia el error que se comete al realizar el análisis utilizando la frecuencia constante, pues la respuesta (curva roja) no coincide con la de PSCAD (curva verde). En cambio es de resaltar la coincidencia cuando se emplea una frecuencia variable (curva azul). Por otro lado dicha coincidencia valida el

sistema de 32 ecuaciones de estado que describen tanto el comportamiento de los componentes del sistema como las estrategias de control.

### 4.6.2 Contorno de las Raíces

A partir de la matriz  $[A]$  se puede estudiar cómo se modifica el contorno de las raíces al variar algún parámetro de interés. En esta sección se muestra el contorno de las raíces cuando la capacidad del condensador  $C_F$  toma valores entre 50 (colores oscuros) y 200  $\mu\text{F}$  (colores claros), pasando por el valor “nominal” (rojo).

Puesto que la matriz  $[A]$  se obtiene tras linealizar el sistema, ha sido necesario obtener un punto de operación distinto<sup>11</sup> para cada uno de los valores de la capacidad de  $C_F$ . También hay que aclarar que, si no se indica lo contrario, en los bloques de control se ha utilizado el valor “nominal” de dicha capacidad, es decir, un valor constante para  $C_F$  en las ecuaciones 4.76 y 4.77; posteriormente se estudia el caso en el que se estima su valor para utilizarlo en el control.

#### *Frecuencia angular $\omega_F$ constante*

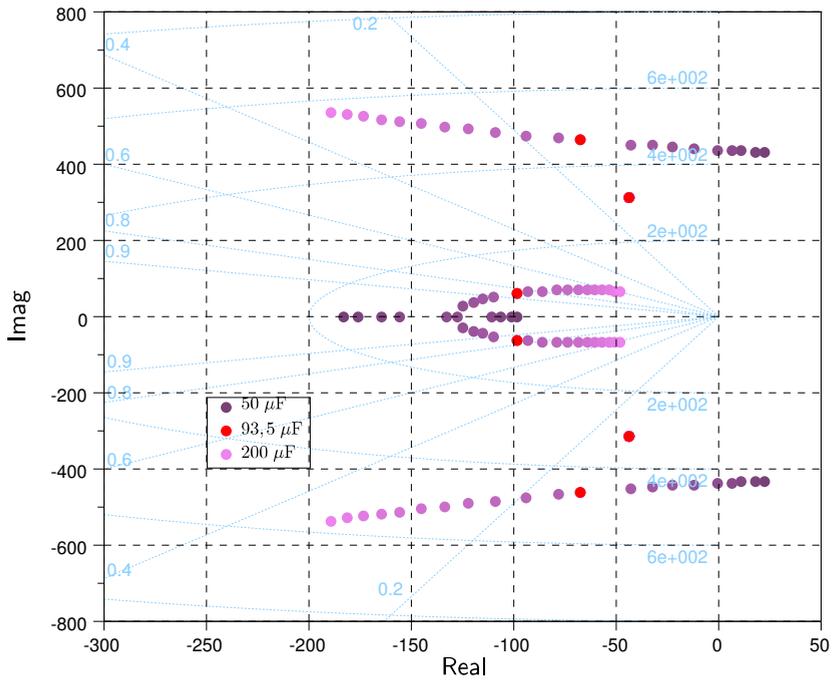
En primer lugar el estudio se realiza usando, para la frecuencia angular  $\omega_F$ , un valor constante e igual a 50 Hz. La Figura 4.19 muestra un detalle parcial del contorno de las raíces que se obtiene en estas condiciones y se aprecia que el sistema sería inestable para pequeños valores de la capacidad. Pero, tal y como se demuestra después, se trata de un error por considerar  $\omega_F$  constante. Tampoco en PSCAD aparece esta inestabilidad con  $C_F = 50 \mu\text{F}$ .

#### *Frecuencia angular $\omega_F$ variable*

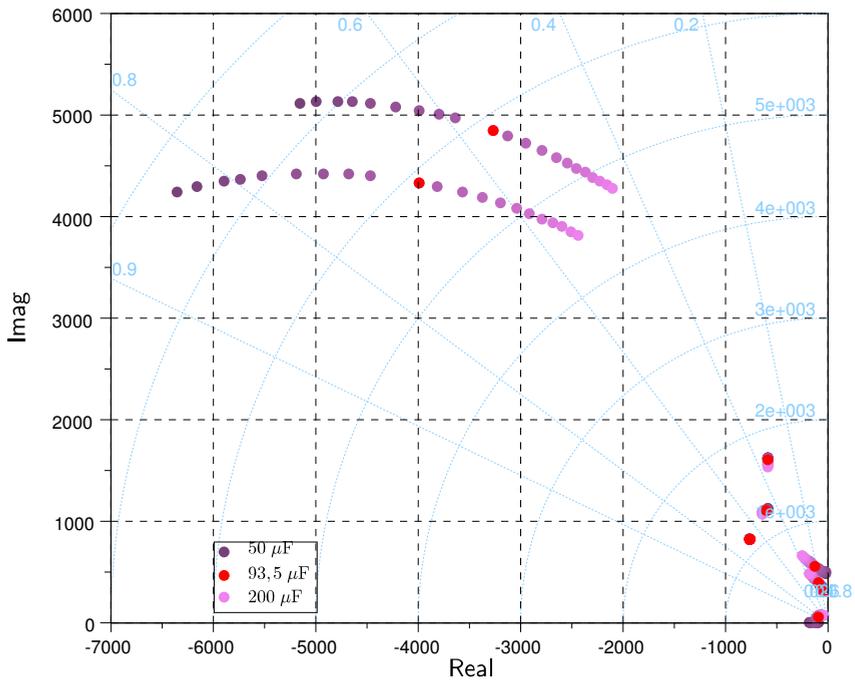
La Figura 4.20 muestra el contorno de las raíces en función del valor de la capacidad del condensador  $C_F$ , considerando que  $\omega_F$  es variable; para mayor claridad solamente se ha dibujado el segundo cuadrante. La Figura 4.21 muestra un detalle parcial de este contorno de las raíces y se puede comprobar que el sistema es estable en todo momento, a diferencia de lo que ocurría cuando se utilizaba erróneamente un valor constante para  $\omega_F$ .

En el caso de que se estimen las variaciones de la capacidad de  $C_F$  entonces se actualizaría también su valor en los bloques de control, de manera que se mantendrían las especificaciones utilizadas para el diseño de los reguladores PI. En estas condiciones el contorno de las raíces sería el mostrado en la Figura 4.22. Ahora el contorno de las raíces muestra menos variaciones puesto que el propio control compensa en cierta medida las variaciones de  $C_F$ .

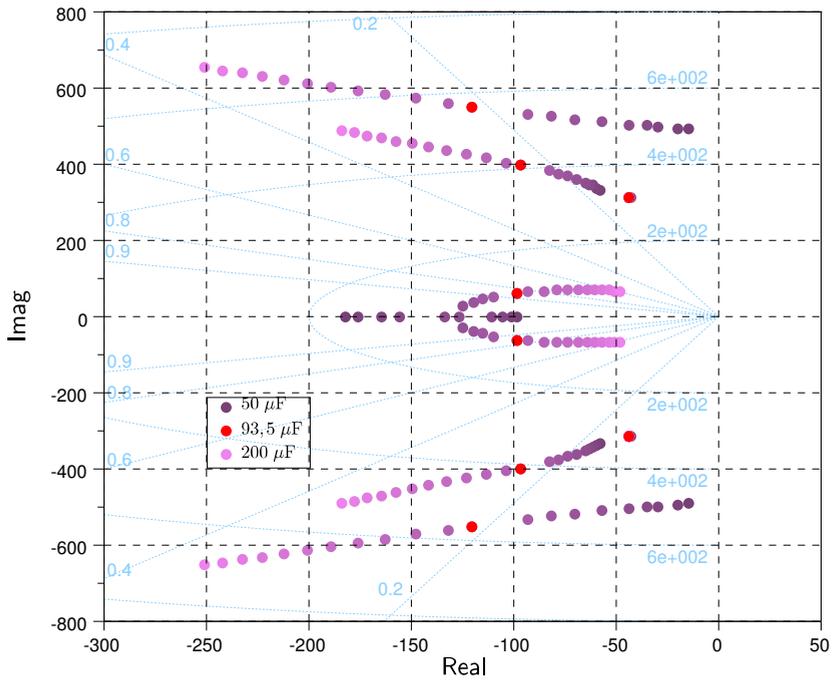
<sup>11</sup>Los puntos de operación se han obtenido a partir de la simulación en PSCAD.



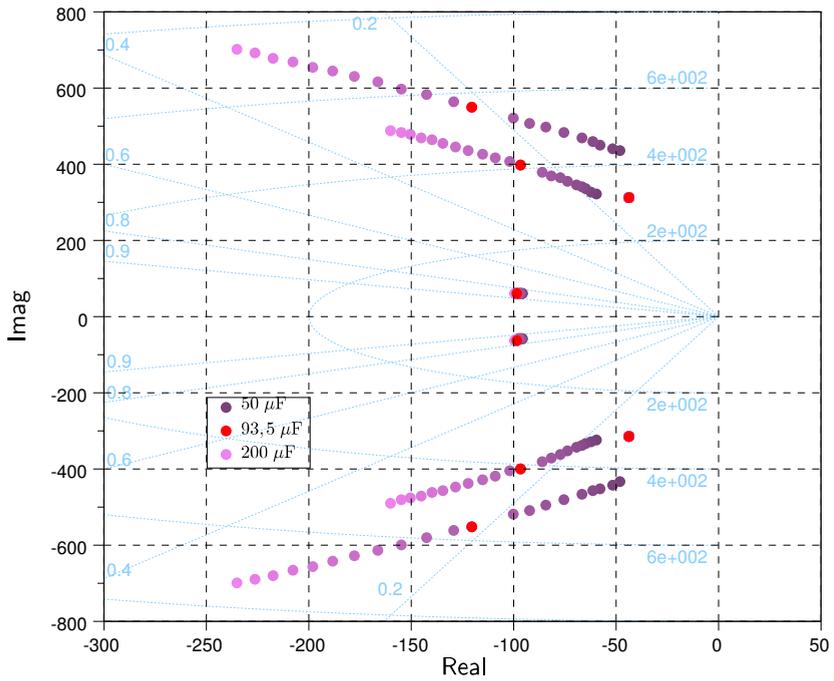
**Figura 4.19:** Contorno de las raíces en función de la capacidad del condensador  $C_F$  (detalle) si se considera  $\omega_F$  constante



**Figura 4.20:** Contorno de las raíces en función de la capacidad del condensador  $C_F$

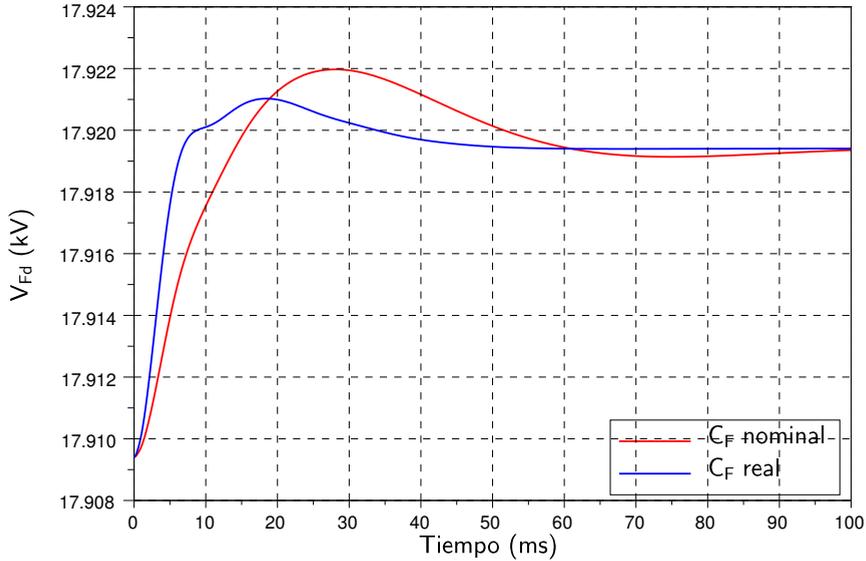


**Figura 4.21:** Contorno de las raíces en función de la capacidad del condensador  $C_F$  (detalle)



**Figura 4.22:** Contorno de las raíces en función de la capacidad del condensador  $C_F$  (detalle) si se estima su valor para el control

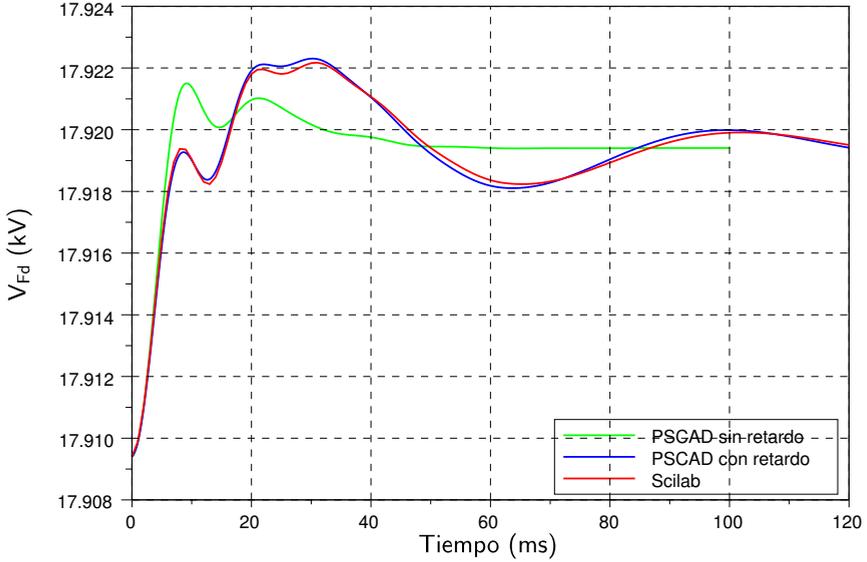
La Figura 4.23 muestra la mejora que se consigue en la respuesta temporal cuando el sistema de control es capaz de estimar su valor y lo utiliza en las ecuaciones 4.76 y 4.77. En este caso el valor de la capacidad  $C_F$  es de  $200 \mu\text{F}$  en lugar de su valor nominal.



**Figura 4.23:** Respuesta a un escalón en  $V_{Fd}^*$  cuando  $C_F = 200 \mu\text{F}$  (el doble del valor nominal)

### 4.6.3 Retardo debido al Control Centralizado

Todavía queda por tener en cuenta un último aspecto para modelar con rigor el parque eólico. En el control de la tensión  $V_{Fd}$  se emplea un regulador PI cuya parte integral está centralizada y su salida se utiliza en cada uno de los aerogeneradores tras un retardo de  $t_0 = 10$  ms. En la Figura 4.24 se compara la respuesta de PSCAD a un escalón en  $V_{Fd}^*$  cuando se tiene en cuenta (color azul) y cuando no se tiene en cuenta (color verde) dicho retardo: se ve que la diferencia es apreciable y por lo tanto hay que considerarlo en el análisis. En este caso el retardo provoca un aumento tanto de la sobreoscilación como del tiempo de establecimiento.



**Figura 4.24:** Respuesta a un escalón en  $V_{Fd}^*$  con y sin retardo

Para obtener el nuevo sistema de ecuaciones de estado en primer lugar se identifica cómo se modifican las ecuaciones que se han planteado sin retardo. En este caso el retardo  $t_0$  solamente afecta a la ecuación 4.76 que se debe reescribir así:

$$I_{wid}^*(t) = \left\{ K_{PVFd} C_F (V_{Fd}^*(t) - V_{Fd}(t)) + \frac{C_F}{T_{IVFd}} x_{VFD}(t - t_0) + \hat{I}_{FRd}(t) \right\} K_{id} \quad (4.101)$$

con  $i = 1, 2, \dots, 5$ . Como la variable a la que afecta el retardo es una variable de estado, se propone en primer lugar convertir el sistema original de ecuaciones de estado:

$$[\dot{x}(t)] = [A][x(t)] + [B][u(t)] \quad (4.102)$$

en un sistema discreto en el que el periodo de muestreo es  $T_m = 1$  ms:

$$[x(k+1)]_{n \times 1} = [E]_{n \times n} [x(k)]_{n \times 1} + [F]_{n \times m} [u(k)]_{m \times 1} \quad (4.103)$$

En segundo lugar se modifican las ecuaciones anteriores añadiendo:

$$r = \frac{T_m}{t_0} = 10 \quad (4.104)$$

nuevas variables de estado, cuyas ecuaciones de estado son:

$$x_{n+1}(k+1) = x_{n+2}(k) \quad (4.105)$$

$$x_{n+2}(k+1) = x_{n+3}(k) \quad (4.106)$$

⋮

$$x_{n+r-1}(k+1) = x_{n+r}(k) \quad (4.107)$$

$$x_{n+r}(k+1) = x_{VFd}(k) \quad (4.108)$$

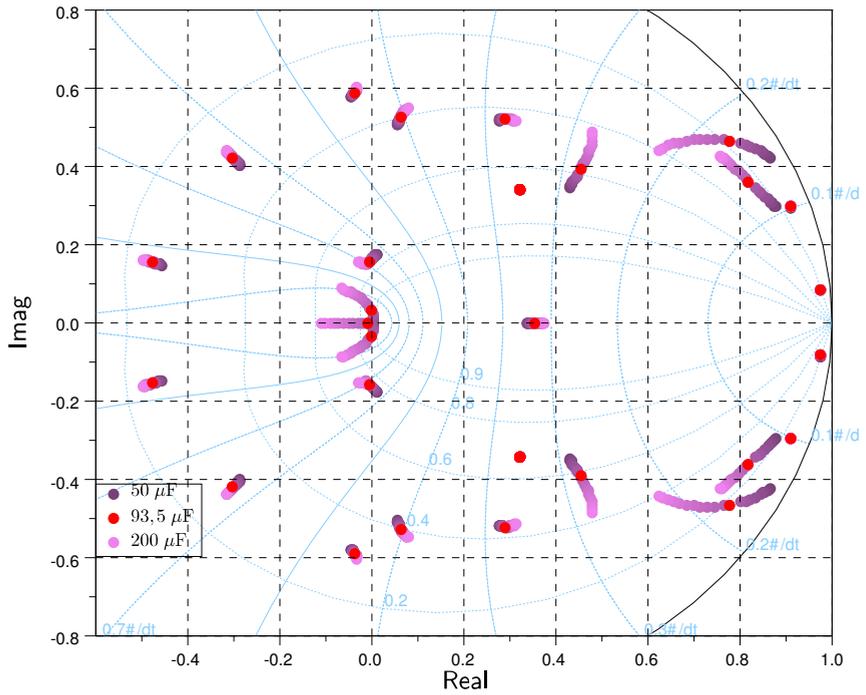
y finalmente se sustituye la variable de estado que sufre el retardo,  $x_{VFd}(k-r)$ , por  $x_{n+1}(k)$ .

Utilizando el nuevo sistema de ecuaciones de estado, se ha obtenido de nuevo la respuesta a un escalón en  $V_{Fd}^*$  y el resultado es la curva de color rojo de la Figura 4.24. Es de resaltar la coincidencia del resultado cuando se compara con la respuesta de PSCAD<sup>12</sup>, lo cual valida el sistema de ecuaciones de estado utilizado para modelar el sistema con el retardo. El análisis se ha realizado considerando que la frecuencia angular  $\omega_F$  es variable pues en caso contrario las respuestas difieren como ocurría en la Figura 4.18.

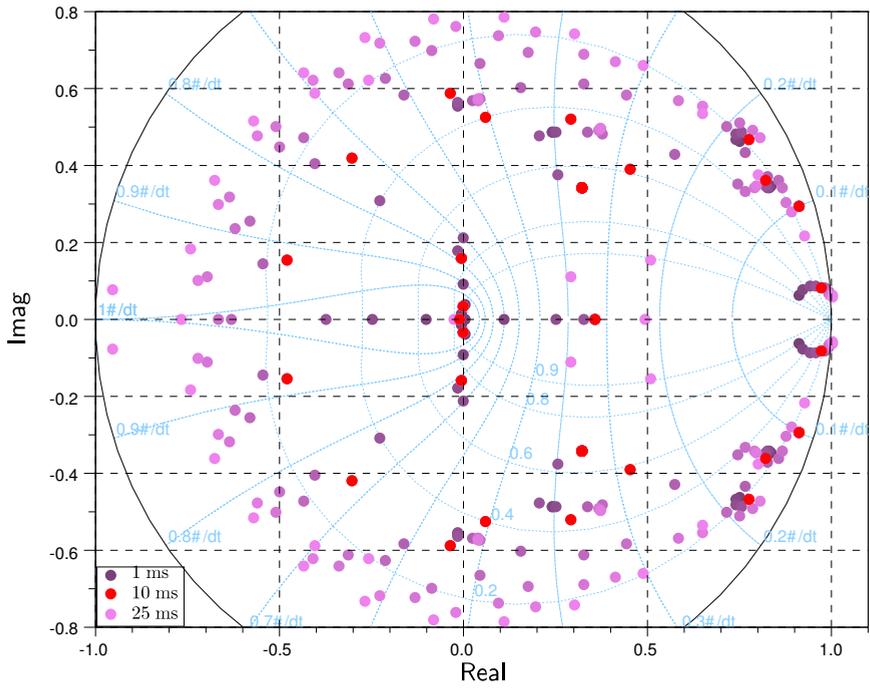
La Figura 4.25 muestra el contorno de las raíces definitivo del parque eólico al variar la capacidad  $C_F$  desde 50 (colores oscuros) hasta 200  $\mu\text{F}$  (colores claros), pasando por su valor “nominal” (rojo). En este caso sí se ha considerado el retardo, la frecuencia angular  $\omega_F$  es variable, y el sistema de control estima el valor de  $C_F$ . La representación se ha realizado en el plano-z y se observa que las raíces se encuentran en todo momento dentro de la circunferencia unidad.

Como el retardo aumenta la sobreoscilación, resulta importante conocer hasta cuánto puede incrementarse dicho retardo sin que el sistema se vuelva inestable. En la Figura 4.26 se ha representado el contorno de las raíces cuando el retardo aumenta desde 1 ms (colores oscuros) hasta 25 ms (colores claros), pasando por el valor “nominal” (rojo); los valores son 1, 3, 5, 7, 10, 12, 15, 17, 20, 22 y 25 ms. En esta ocasión el número de variables de estado aumenta con el valor del retardo de acuerdo con la ecuación 4.104.

<sup>12</sup>La pequeña diferencia entre PSCAD y el análisis realizado se puede reducir si se utiliza un tiempo de muestreo menor, lo cual no resulta ser realista y por ello no se ha aplicado.

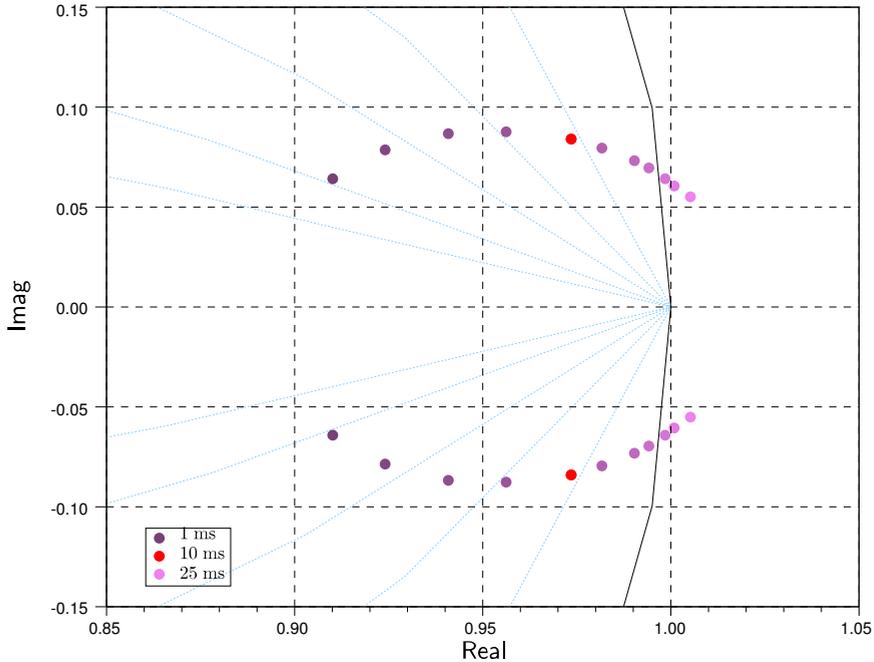


**Figura 4.25:** Contorno de las raíces en función de la capacidad del condensador  $C_F$  (plano-z) considerando el retardo,  $\omega_F$  variable y estimando el valor de  $C_F$



**Figura 4.26:** Contorno de las raíces en función del valor del retardo del control de la tensión  $V_{Fd}$ (plano-z)

La Figura 4.27 representa un detalle del contorno de las raíces en el plano  $z$  que demuestra que el sistema se vuelve inestable cuando el retardo se incrementa de 17 a 20 ms. Así pues se valida el valor de 10 ms utilizado como retardo “nominal” estable.



**Figura 4.27:** Contorno de las raíces en función del valor del retardo del control de la tensión  $V_{Fd}$  (plano- $z$ ) (detalle)

Este mismo comportamiento se ha comprobado en PSCAD, tal y como muestra la Figura 4.28. Cuando el valor del retardo es de 10 ms, el sistema se muestra estable y muy amortiguado. Si el retardo aumenta hasta 17 ms entonces el sistema sigue siendo estable pero muy poco amortiguado. Y cuando el retardo llega a los 20 ms entonces el sistema se vuelve inestable.

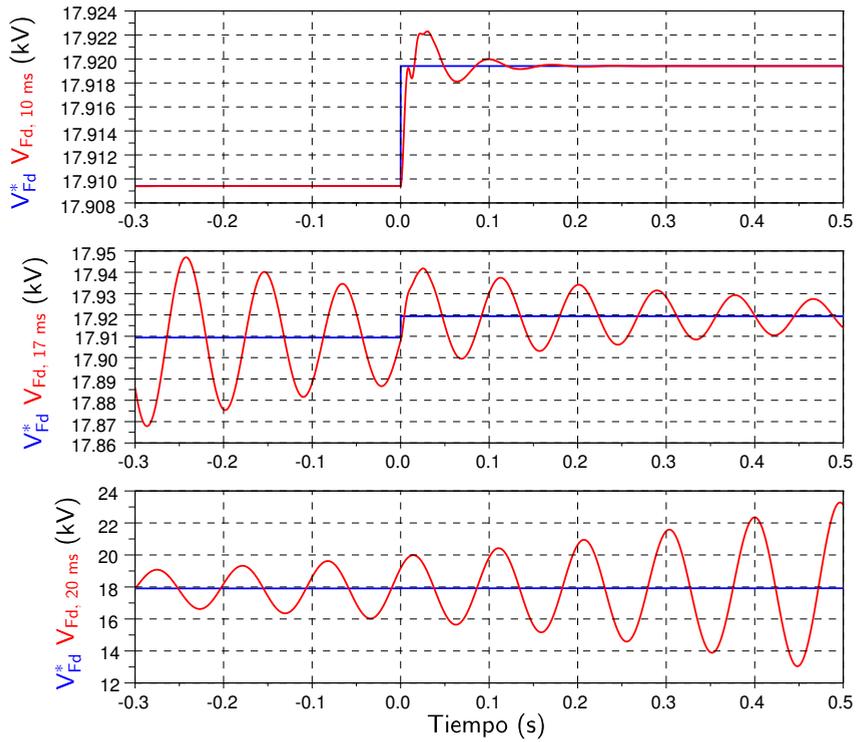
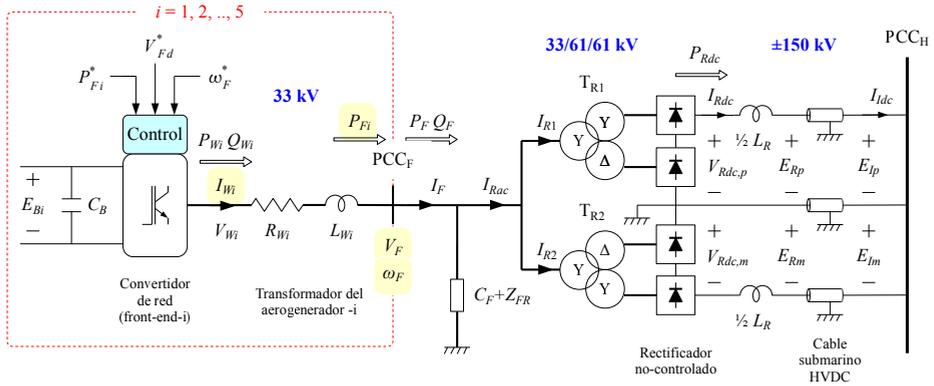


Figura 4.28: Respuesta a un escalón en  $V_{Fd}^*$  para distintos valores del retardo (PSCAD)

## 4.7 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL PARQUE EÓLICO CONECTADO

El sistema que se estudia en esta sección consiste en los componentes de la sección anterior (parque eólico aislado) a los que se añaden los transformadores del rectificador, los puentes de diodos, las bobinas de filtrado y los cables submarinos del enlace HVDC, Figura 4.29. El número de polos de 6 pulsos del rectificador es  $B = 4$ .



**Figura 4.29:** Parque eólico conectado al enlace HVDC mediante el rectificador bipolar no-controlado

El sistema de control es similar al del parque eólico aislado puesto que el rectificador que se añade no se puede controlar. La diferencia está en que en el parque eólico conectado se pueden controlar las potencias activas  $P_{Fi}$  entregadas por los convertidores de red de los aerogeneradores, en lugar de controlar la tensión  $V_{Fd}$  de la red marina.

Como el estudio de estabilidad se realizará para el sistema funcionando de forma simétrica, entonces es suficiente considerar el modelo monopolar equivalente de los cables submarinos. El esquema eléctrico de la bobina  $L_R$  de filtrado y el modelo en “T” de los cables se muestra en la Figura 4.30 donde la tensión  $E_I$  es una perturbación y su valor se considera constante e igual a 300 kV, pues de ello se encarga el inversor VSC.

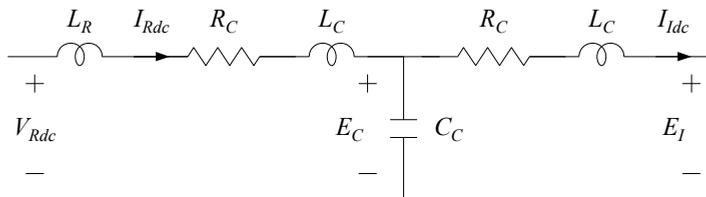


Figura 4.30: Bobina de filtrado y modelo en “T” de los cables submarinos

### 4.7.1 Variables y Ecuaciones de Estado

En este apartado se detallan las nuevas variables y las ecuaciones asociadas a los nuevos componentes, que se añaden a lo ya visto en la sección del parque eólico aislado. También en esta ocasión el término derivada respecto del tiempo de cada variable de estado se muestra en color azul en aquella ecuación que da lugar a la correspondiente ecuación de estado.

#### Parque eólico

Las variables y ecuaciones vistas en la sección 4.6 siguen siendo válidas excepto que ahora las corrientes  $I_{Racd}$  e  $I_{Racq}$  de las ecuaciones 4.91 y 4.92 no son nulas y se obtendrán a partir de las ecuaciones del rectificador.

En el caso de que se controlen las potencias  $P_{Fi}$  entonces la tensión  $V_{Fd}^*$  deja de ser una entrada de control. En consecuencia ya no interviene la variable de estado asociada al regulador PI del control de la tensión  $V_{Fd}$ , y tampoco se ha de tener en cuenta el retardo correspondiente al integrador del control centralizado de dicha tensión.

#### Filtro $L_R$ y cables submarinos

Las variables de estado son las siguientes:

$$[x]_{1,2} = [I_{Rdc}, I_{Idc}] : \text{Bobinas } L_R \text{ y } L_C \quad (4.109)$$

$$[x]_3 = [E_C] : \text{Condensador } C_C \quad (4.110)$$

las entradas de control, en el caso de controlar las potencias, son, con  $i = 1, 2, \dots, 5$ :

$$[u]_{1..5} = [P_{Fi}^*] : \text{Potencia de los aerogeneradores} \quad (4.111)$$

$$[u]_6 = [\omega_F^*] : \text{Frecuencia de la red marina} \quad (4.112)$$

y la perturbación es:

$$[v]_1 = [E_I] : \text{Tensión continua del VSC} \quad (4.113)$$

Las ecuaciones de estado se obtienen a partir de la bobina  $L_R$  y del modelo en “T” de los cables:

$$V_{Rdc} = (L_R + L_C) \frac{dI_{Rdc}}{dt} + R_C I_{Rdc} + E_C \quad (4.114)$$

$$E_C = R_C I_{Idc} + L_C \frac{dI_{Idc}}{dt} + E_I \quad (4.115)$$

$$I_{Rdc} = C_C \frac{dE_C}{dt} + I_{Idc} \quad (4.116)$$

donde la tensión  $V_{Rdc}$  se obtendrá a partir de las ecuaciones del rectificador.

### ***Transformadores del rectificador y puentes de diodos***

Las ecuaciones que caracterizan a los transformadores y a los diodos del rectificador son no-lineales y se han obtenido a partir de Kundur (Kundur, 1994). Dichas ecuaciones permiten obtener  $V_{Rdc}$ ,  $I_{Racd}$  e  $I_{Racq}$ , y son:

$$V_{Rdc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} B N V_{Fd} - \frac{3}{\pi} B \omega_F L_{TR} I_{Rdc} \quad (4.117)$$

$$I_{Racd} = \frac{B\sqrt{6}}{\pi} N I_{Rdc} - \frac{B}{\pi} \frac{\omega_F L_{TR} I_{Rdc}^2}{V_{Fd}} \quad (4.118)$$

$$I_{Racq} = -\frac{B}{\pi} \frac{\omega_F L_{TR} I_{Rdc}^2}{V_{Fd}} \sqrt{\frac{2\sqrt{6} N V_{Fd}}{\omega_F L_{TR} I_{Rdc}} - 1} \quad (4.119)$$

### ***Frecuencia angular $\omega_F$ y linealización***

La frecuencia angular  $\omega_F$  se obtiene a partir de la ecuación 4.75 en la que  $I_{FRq}$  viene dada por la ecuación 4.92 y que se reproduce aquí:

$$\hat{I}_{FRq} = I_{Laq} - \frac{1}{R_{a2}} V_{Ca1q} + I_{Lbq} - \frac{1}{R_b} V_{Cbq} + I_{Racq} \quad (4.120)$$

Ésta última ecuación ahora se vuelve más compleja puesto que, al estar conduciendo los diodos, la corriente  $I_{Racq}$  ya no es cero sino que viene dada por la ecuación no-lineal 4.119 y que, a su vez, también depende de  $\omega_F$ .

Después de linealizar las ecuaciones, se llega al sistema de ecuaciones de estado que representa el comportamiento del parque eólico conectado<sup>13</sup>:

$$[\dot{x}] = [A][x] + [B][u] \quad (4.121)$$

y a partir de las matrices  $[A]$  y  $[B]$  se puede obtener la respuesta dinámica ante un escalón en una entrada, así como analizar el contorno de las raíces ante variaciones de algún parámetro del sistema.

### ***Respuesta a un escalón en la tensión $V_{Fd}$ : ecuaciones dinámicas del rectificador***

La Figura 4.31 representa la respuesta del parque eólico conectado ante un escalón de 10 V en la entrada  $V_{Fd}^*$ , obtenida mediante el análisis anterior (color verde) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). La referencia de frecuencia es  $\omega_F^* = 50$  Hz.

Cuando conducen los diodos aparecen armónicos que dificultan la comparación entre las curvas mencionadas. Por ese motivo todas las curvas se han filtrado antes de representarlas y para ello se ha utilizado un filtro paso bajo cuya constante de tiempo es de 2 ms.

Al comparar las curvas se observa cierta discrepancia entre el análisis propuesto y PSCAD. El motivo principal es que la ecuación 4.117 de Kundur no tiene en cuenta la dinámica de las reactancias de dispersión de los transformadores del rectificador, lo cual hace que la respuesta sea menos amortiguada. Para resolver este problema se ha utilizado el modelo dinámico de Krause (Krause y col., 2002) que considera que la corriente  $I_{Rdc}$  no es constante a lo largo de un pulso, de modo que la ecuación 4.117 se reescribe como:

$$V_{Rdc} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} BNV_{Fd} - \frac{3}{\pi} B\omega_F L_{TR} I_{Rdc} - 2BL_{TR} \frac{dI_{Rdc}}{dt} \quad (4.122)$$

Es de destacar que el término derivada equivale a una bobina de valor  $2BL_{TR}$  en serie con la bobina  $L_R$  de filtrado, por lo que NO hay que añadir ninguna nueva variable de estado.

<sup>13</sup>Para simplificar la notación, no se ha marcado la diferencia con los nombres de las variables utilizadas en dicho apartado.

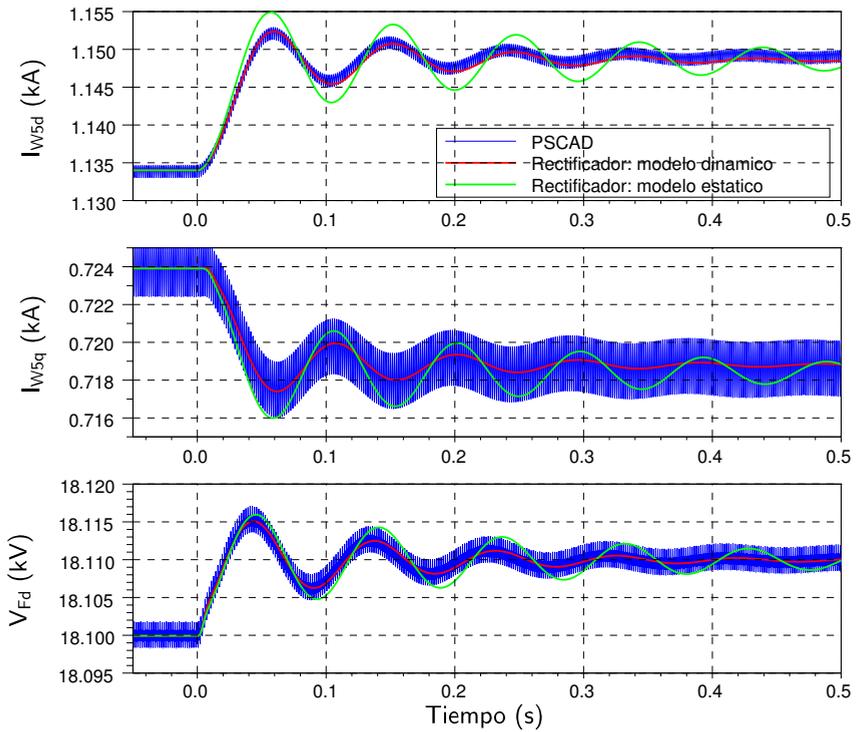


Figura 4.31: Respuesta a un escalón en  $V_{Fd}^*$  (curvas filtradas)

Por otro lado Krause (Krause y col., 2002) también introduce otra mejora en la ecuación 4.119 que queda así:

$$I_{Racq} = -\frac{N}{\sqrt{2}} \frac{B\sqrt{3}}{\pi} I_{Rdc} \sin \mu + 3BN^2 \frac{V_{Fd}}{2\pi\omega_F L_{TR}} (\sin \mu - \mu) \quad (4.123)$$

donde  $\mu$  es el ángulo de conmutación del rectificador de diodos:

$$\mu = \arccos \left( 1 - \frac{2\omega_F L_{TR} I_{Rdc}}{\sqrt{6} N V_{Fd}} \right) \quad (4.124)$$

Con el modelo dinámico de Krause se obtiene la curva de color rojo de la Figura 4.31 que presenta una respuesta casi igual a la obtenida mediante PSCAD, lo cual valida el sistema de ecuaciones de estado obtenido cuando la entrada de control es  $V_{Fd}^*$ .

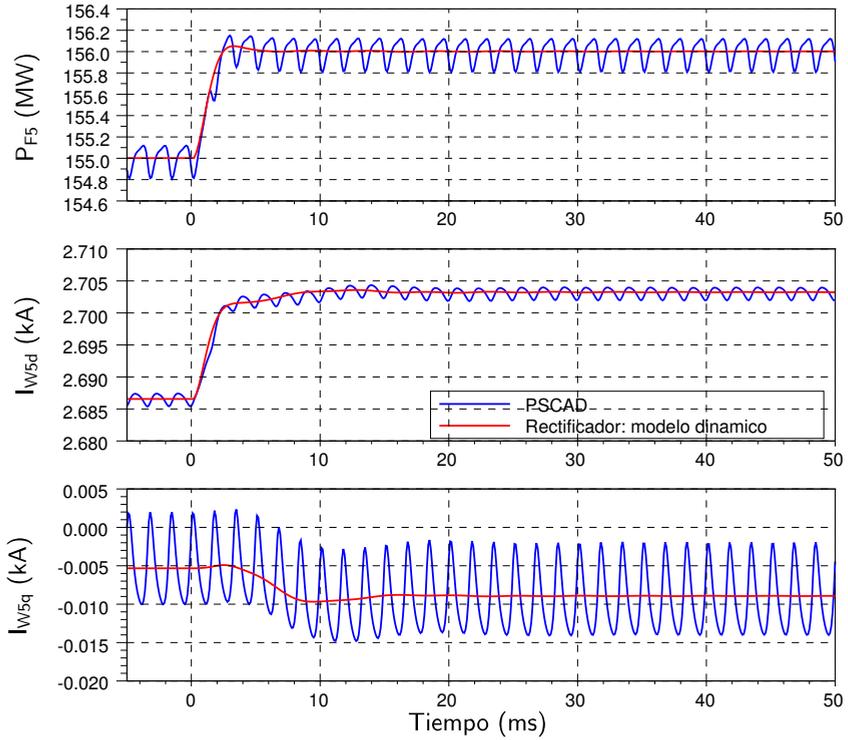
Hay que destacar que en PSCAD se han modelado los cables submarinos mediante parámetros distribuidos y dependientes de la frecuencia.

### **Respuesta a un escalón en la potencia $P_{F5}$**

En funcionamiento normal, el parque eólico conectado no controla la tensión  $V_{Fd}$  sino que entrega la potencia óptima capturada por los aerogeneradores, de modo que se controlan las potencias  $P_{Fi}$ . La Figura 4.32 representa la respuesta del parque eólico conectado ante un escalón de 1 MW en la entrada  $P_{F5}^*$ , obtenida mediante el análisis anterior (color rojo) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). Inicialmente las referencias son:  $\omega_F^* = 50$  Hz y  $P_{Fi}^* = 1$  pu, con  $i = 1, 2, \dots, 5$ .

De nuevo las curvas se han filtrado antes de representarlas. Para ello se ha utilizado un filtro paso bajo cuya constante de tiempo es de 1 ms. En esta ocasión se observan más fácilmente los doce pulsos por ciclo del rectificador de diodos.

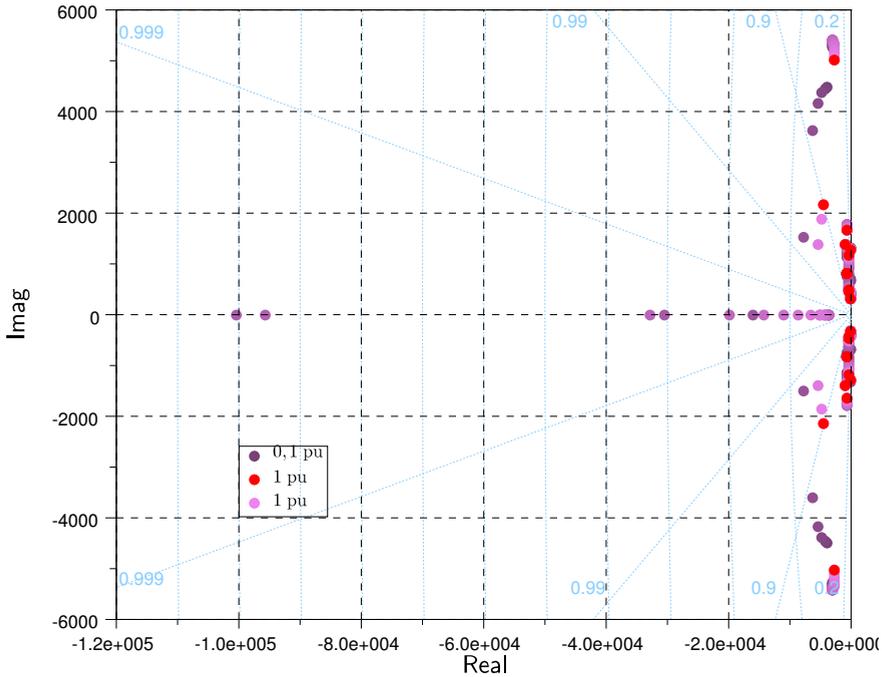
En dicha Figura se observa que la respuesta obtenida mediante análisis coincide con la respuesta obtenida mediante PSCAD, lo cual valida el sistema de ecuaciones de estado obtenido cuando las entradas de control son  $P_{Fi}^*$ .



**Figura 4.32:** Respuesta a un escalón en  $P_{F5}^*$  (curvas filtradas)

### 4.7.2 Contorno de las Raíces

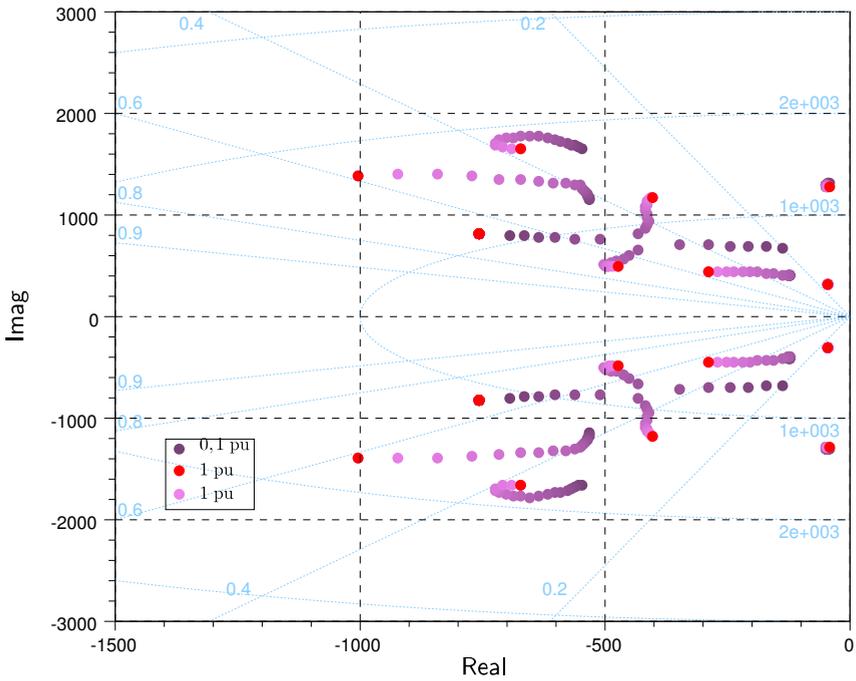
La Figura 4.33 muestra el contorno de las raíces cuando la potencia  $P_{Fi}$  de cada aerogenerador agregado  $i$ ,  $i = 1, 2, \dots, 5$ , varía desde 0,1 (color oscuro) hasta 1 pu (color claro o rojo)<sup>14</sup>, en incrementos de 0,1 pu. Las raíces más cercanas al semiplano positivo se muestran en la Figura 4.34.



**Figura 4.33:** Contorno de las raíces del parque eólico conectado al enlace HVDC en función de la potencia  $P_{Fi}$

De ambas Figuras se deduce que el parque eólico conectado al enlace HVDC a través del rectificador de diodos se mantiene estable para todo el rango de potencias. Tampoco se observa que empeore la estabilidad al aumentar la potencia entregada.

<sup>14</sup>En este caso la potencia entregada por el parque eólico será de 400 MW.



**Figura 4.34:** Contorno de las raíces del parque eólico conectado al enlace HVDC en función de la potencia  $P_{Fi}$  (detalle)

## 4.8 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL INVERSOR VSC

En esta sección se estudia la estabilidad del inversor VSC conectado a la red terrestre de transporte, junto con las estrategias de control propuestas. El análisis se realiza utilizando el circuito equivalente monopolar de la Figura 4.35 puesto que se considera que el circuito bipolar está funcionando de forma simétrica.

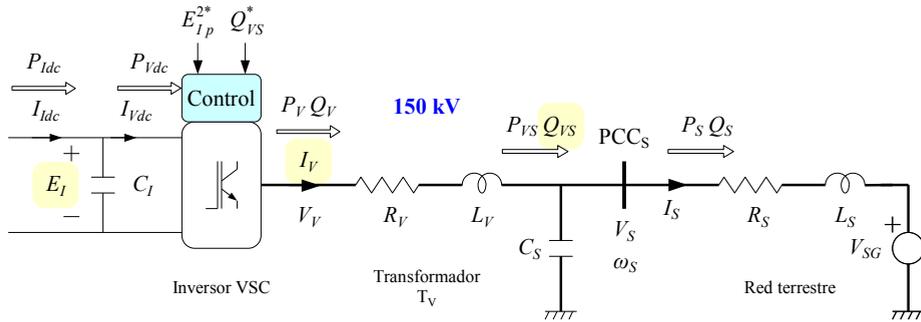


Figura 4.35: Red de transporte y equivalente monopolar del inversor VSC

### 4.8.1 Variables y Ecuaciones de Estado

A continuación se muestran las ecuaciones asociadas a cada uno de los componentes del sistema mencionado, así como las correspondientes ecuaciones de control. El objetivo es recopilar las variables de estado, las entradas de control, las perturbaciones y las ecuaciones de estado. El término derivada respecto del tiempo de cada variable de estado se muestra en color azul en aquella ecuación que da lugar a la correspondiente ecuación de estado.

Las variables de estado son las siguientes:

$$[x]_{1...2} = [I_{Vd}, I_{Vq}] : \text{Bobina de } T_V \quad (4.125)$$

$$[x]_{3...4} = [I_{Sd}, I_{Sq}] : \text{Bobina de } Z_S \quad (4.126)$$

$$[x]_5 = [V_{Sd}] : \text{Condensador } C_S \quad (4.127)$$

$$[x]_6 = [E_I^2] : \text{Condensador } C_I \quad (4.128)$$

$$[x]_7 = [\theta_S] : \text{Ángulo de } V_S \quad (4.129)$$

$$[x]_{8...9} = [x_{Vd}, x_{Vq}] : \text{Reguladores PI de corrientes} \quad (4.130)$$

$$[x]_{10} = [x_{EI}] : \text{Regulador PI de tensión} \quad (4.131)$$

las entradas de control son:

$$[u]_{1...2} = [E_I^{2*}, Q_{VS}^*] : \text{Tensión continua y potencia reactiva} \quad (4.132)$$

y las perturbaciones, haciendo referencia a lo que se ha explicado en el apartado 4.5.1, son:

$$[v]_{1...3} = [I_{Idc}, |V_{SG}|, \theta_{SG}] : \text{Corriente continua y tensión de Thevenin} \quad (4.133)$$

Las ecuaciones del transformador  $T_V$  son:

$$V_{Vd} = R_V I_{Vd} + L_V \frac{dI_{Vd}}{dt} - \omega_S L_V I_{Vq} + V_{Sd} \quad (4.134)$$

$$V_{Vq} = R_V I_{Vq} + L_V \frac{dI_{Vq}}{dt} + \omega_S L_V I_{Vd} \quad (4.135)$$

donde para el inversor VSC se cumple:  $V_{Vd} \approx V_{Vd}^*$  y  $V_{Vq} \approx V_{Vq}^*$ , y estas referencias se obtienen a partir de las ecuaciones del control de corrientes:

$$V_{Vd}^* = K_{PVd} L_V (I_{Vd}^* - I_{Vd}) + \frac{L_V}{T_{IVd}} x_{Vd} - L_V I_{Vq} \hat{\omega}_S + V_{Sd} \quad (4.136)$$

$$V_{Vq}^* = K_{PVq} L_V (I_{Vq}^* - I_{Vq}) + \frac{L_V}{T_{IVq}} x_{Vq} + L_V I_{Vd} \hat{\omega}_S \quad (4.137)$$

Como en la compensación se utiliza  $\hat{\omega}_S = \omega_{S0} = 2\pi 50$  entonces las ecuaciones anteriores conducen a:

$$R_V I_{Vd} + L_V \frac{dI_{Vd}}{dt} = K_{PVd} L_V (I_{Vd}^* - I_{Vd}) + \frac{L_V}{T_{IVd}} x_{Vd} + (\omega_S - \omega_{S0}) L_V I_{Vq} \quad (4.138)$$

$$R_V I_{Vq} + L_V \frac{dI_{Vq}}{dt} = K_{PVq} L_V (I_{Vq}^* - I_{Vq}) + \frac{L_V}{T_{IVq}} x_{Vq} - (\omega_S - \omega_{S0}) L_V I_{Vd} \quad (4.139)$$

donde las referencias de corriente se obtienen a partir de ecuaciones de control. La *ecuación de estado* de la variable  $I_{Vq}$  se obtiene a partir de la ecuación 4.139 y de la ecuación del control de potencia reactiva:

$$I_{Vq}^* = \frac{-1}{V_{Sd}} Q_{VS}^* \quad (4.140)$$

y la *ecuación de estado* de la variable  $I_{Vd}$  se obtiene a partir de la ecuación 4.138 y de la ecuación del control de tensión:

$$I_{Vd}^* = \left\{ K_{PEI} \left( E_I^{2*} - E_I^2 \right) + \frac{1}{T_{IEI}} x_{EI} - \frac{I_{Idc0}}{2E_{I0}} E_I^2 - E_{I0} I_{Idc} \right\} \frac{-1}{3V_{V,1pu}} \quad (4.141)$$

donde  $V_{V,1pu} = 150/\sqrt{3}$  kV.

Las *ecuaciones de estado* de las variables  $[I_{Sd}, I_{Sq}]$  se obtienen a partir de las ecuaciones de la impedancia  $Z_S$  de Thevenin:

$$V_{Sd} = R_S I_{Sd} + L_S \frac{dI_{Sd}}{dt} - \omega_S L_S I_{Sq} + V_{SGd} \quad (4.142)$$

$$0 = R_S I_{Sq} + L_S \frac{dI_{Sq}}{dt} + \omega_S L_S I_{Sd} + V_{SGq} \quad (4.143)$$

donde, de acuerdo con la Figura 4.12:

$$V_{SGd} = |V_{SG}| \cos(\theta_{SG} - \theta_S) \quad (4.144)$$

$$V_{SGq} = |V_{SG}| \sin(\theta_{SG} - \theta_S) \quad (4.145)$$

La *ecuación de estado* de la variable  $V_S$  se obtiene a partir de las ecuaciones del condensador  $C_S$ :

$$I_{Vd} - I_{Sd} = C_S \frac{dV_{Sd}}{dt} \quad (4.146)$$

$$I_{Vq} - I_{Sq} = \omega_S C_S V_{Sd} \quad (4.147)$$

La ecuación del condensador  $C_I$  junto con el balance de potencias del inversor VSC conducen a la *ecuación de estado* de la variable  $E_I^2$ :

$$E_I I_{Idc} - 3V_{Vd} I_{Vd} - 3V_{Vq} I_{Vq} = \frac{C_I}{2} \frac{dE_I^2}{dt} \quad (4.148)$$

Finalmente, la *ecuación de estado* de la variable  $\theta_S$  es:

$$\frac{d\theta_S}{dt} = \omega_S \quad (4.149)$$

y las *ecuaciones de estado* de las variables asociadas a los integradores de los reguladores PI son:

$$\frac{dx_{Vd}}{dt} = I_{Vd}^* - I_{Vd} \quad (4.150)$$

$$\frac{dx_{Vq}}{dt} = I_{Vq}^* - I_{Vq} \quad (4.151)$$

$$\frac{dx_{EI}}{dt} = E_I^{2*} - E_I^2 \quad (4.152)$$

### ***Frecuencia angular $\omega_S$ y linealización***

Al comparar la red de alterna terrestre “S” con la red de alterna marina “F”, hay que destacar una semejanza y una diferencia. La semejanza es que tanto la frecuencia angular  $\omega_S$  como  $\omega_F$  hay que escribirlas en función de las variables de estado, en lugar de considerarlas valores constantes. La diferencia es que sólo en la red terrestre hay una perturbación que depende del ángulo elegido para los ejes dq, es este caso de  $\theta_S$ , por lo que se utiliza una nueva variable de estado que es ese mismo ángulo.

Para escribir la frecuencia angular  $\omega_S$  en función de las variables de estado se emplea la ecuación 4.147, y operando se obtiene la ecuación no-lineal:

$$\omega_S = \frac{1}{C_S} \frac{I_{Vq}}{V_{Sd}} - \frac{1}{C_S} \frac{I_{Sq}}{V_{Sd}} \quad (4.153)$$

Siguiendo un procedimiento similar al del apartado 4.6.1 para sustituir  $\omega_S$  en las ecuaciones anteriores y después linealizarlas, se llega finalmente al sistema de ecuaciones de estado que representa el comportamiento del inversor VSC y de la red terrestre<sup>15</sup>:

$$[\dot{x}] = [A][x] + [B][u] \quad (4.154)$$

y a partir de las matrices  $[A]$  y  $[B]$  se puede obtener la respuesta dinámica ante un escalón en una entrada, así como analizar el contorno de las raíces ante variaciones de algún parámetro del sistema.

<sup>15</sup>Para simplificar la notación, no se ha marcado la diferencia con los nombres de las variables utilizadas en dicho apartado.

### Respuesta a un escalón en la tensión $E_I$

La Figura 4.36 muestra la respuesta del inversor VSC ante un escalón de  $300^2 \text{ V}^2$  en la entrada  $E_I^{2*}$ , obtenida mediante el análisis anterior (color rojo) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). La referencia de potencia reactiva es  $Q_{VS}^* = -60,0 \text{ MVar}$ . La corriente continua es  $I_{Idc} = 1,33333 \text{ kA}$ , lo cual implica que la potencia activa es  $P_V = 400,0 \text{ MW}$ .

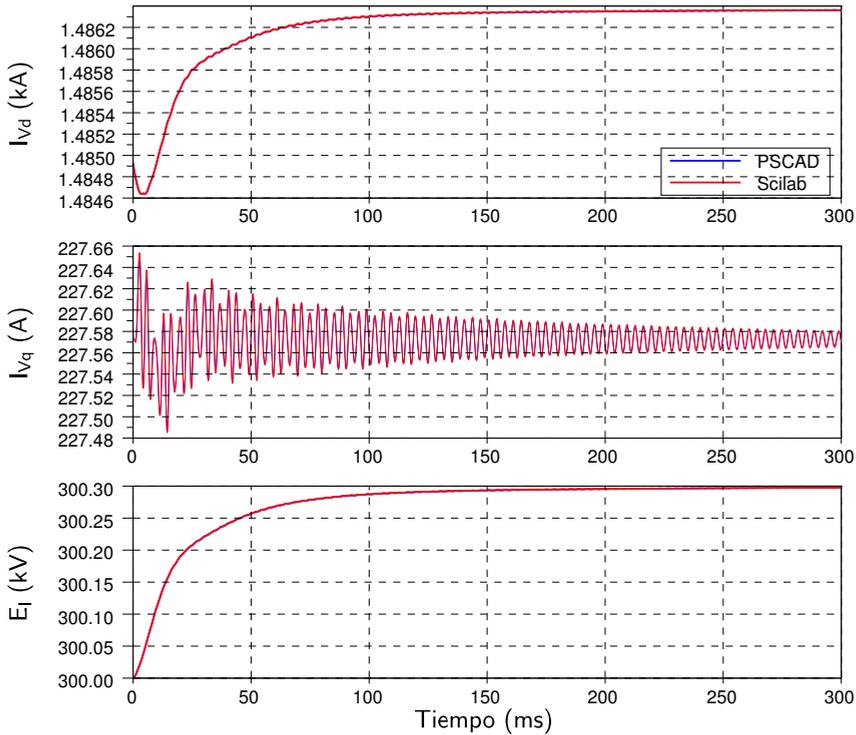


Figura 4.36: Respuesta a un escalón en  $E_I^{2*}$

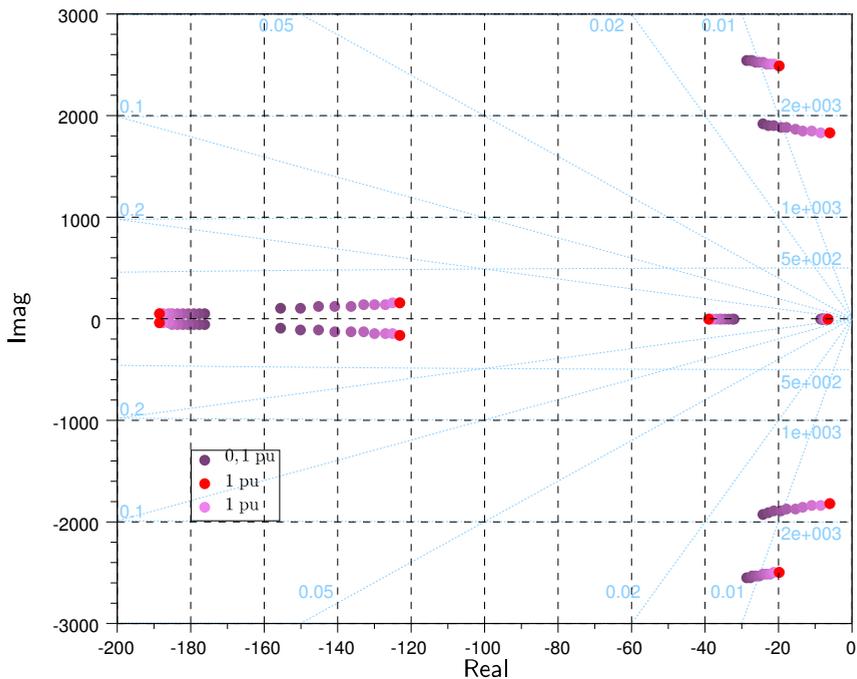
Se puede comprobar en dicha figura la perfecta coincidencia entre ambos resultados, debido a que se ha considerado que  $\omega_S$  es variable, y con ello se valida el sistema de ecuaciones de estado obtenido. También se puede observar un pequeño acoplamiento inicial entre las corrientes  $I_{Vd}$  e  $I_{Vq}$ . Además ésta última contiene una componente de alta frecuencia (290 Hz) pero que tiene poca amplitud en las otras respuestas.

### 4.8.2 Contorno de las Raíces

En este apartado se muestra que el conjunto de componentes de la Figura 4.35 junto con las estrategias de control propuestas forman un sistema robusto. Para ello se estudia el contorno de las raíces cuando varían determinados parámetros en el sistema. Los valores “nominales” se muestran en color rojo y se corresponden con los siguientes valores:  $P_V = 400$  MW,  $S_{ccS} = 6$  pu<sup>16</sup>,  $C_S = 8,455$   $\mu$ F y  $C_I = 35,5$   $\mu$ F.

#### *En función de la potencia entregada*

La Figura 4.37 muestra el contorno de las raíces cuando la potencia  $P_V$  entregada por el convertidor VSC varía desde 0,1 (color oscuro) hasta 1 pu (color claro o rojo), en incrementos de 0,1 pu. Se observa que en todo momento el sistema es estable, si bien a mayores potencias las raíces más cercanas al semiplano positivo se desplazan hacia él.

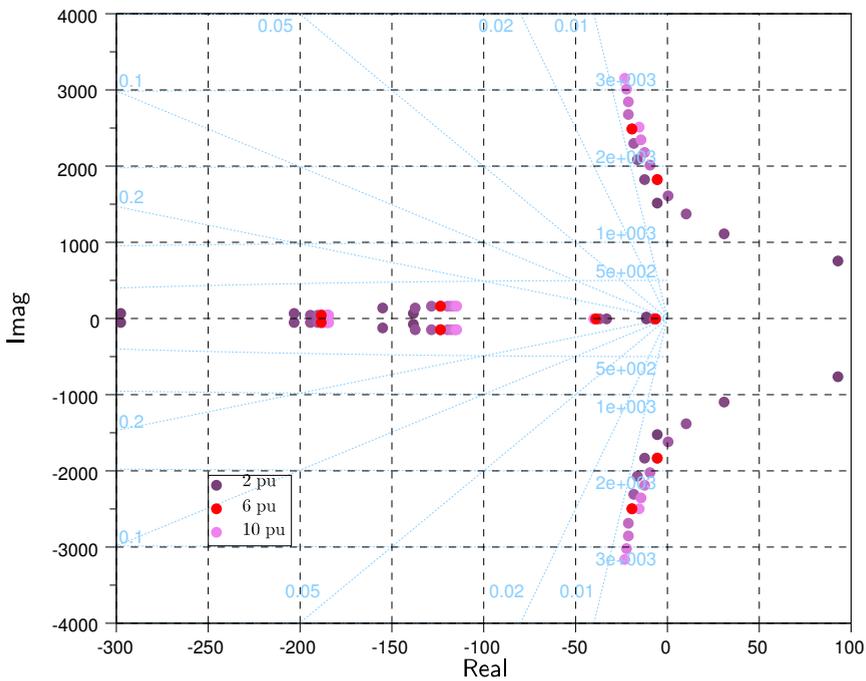


**Figura 4.37:** Contorno de las raíces en función de la potencia  $P_V$

<sup>16</sup>Potencia de cortocircuito de la red terrestre, cuya potencia base es de 500 MVA.

**En función de la potencia de cortocircuito de la red terrestre**

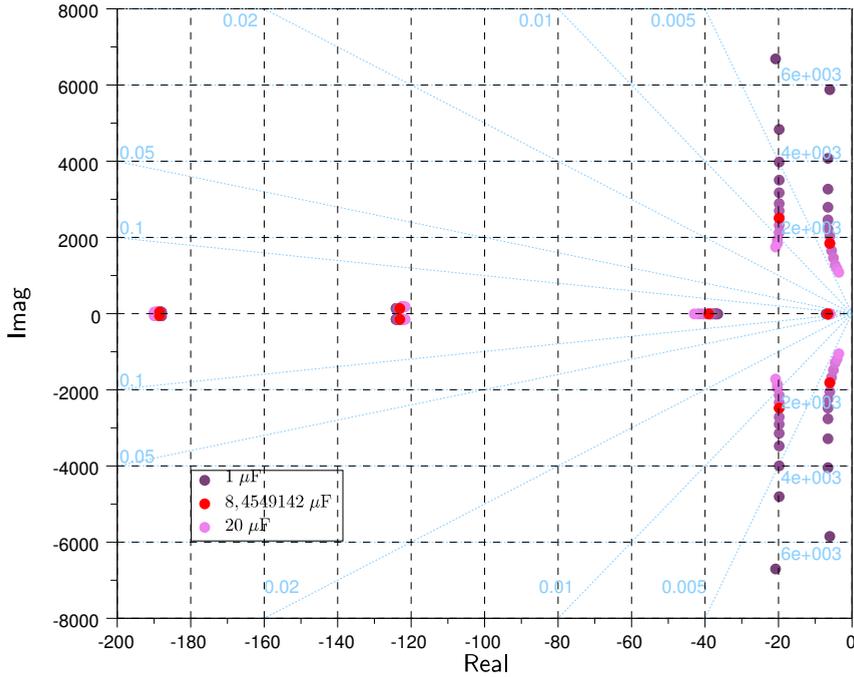
La Figura 4.38 muestra el contorno de las raíces cuando la potencia de cortocircuito  $S_{ccS}$  de la red terrestre de transporte varía desde 2 pu (color oscuro) hasta 10 pu (color claro) en incrementos de 1 pu, y pasando por el valor “nominal” de 6 pu (color rojo). En esta ocasión se observa que dicha potencia de cortocircuito afecta fuertemente a la estabilidad, de modo que para valores menores que 5 pu el sistema se vuelve inestable. Este mismo comportamiento se observa en PSCAD donde el sistema pasa de ser estable a ser inestable cuando la potencia de cortocircuito disminuye de 5 a 4 pu.



**Figura 4.38:** Contorno de las raíces en función de la potencia de cortocircuito de la red terrestre

### En función de la capacidad $C_S$

La Figura 4.39 muestra el contorno de las raíces cuando la capacidad del condensador  $C_S$  de compensación varía desde 1 (color oscuro) hasta 20  $\mu\text{F}$  (color claro), pasando por el valor “nominal” de 8,455  $\mu\text{F}$  (color rojo). En concreto los valores ensayados son 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,455, 10, 12, 15, 17 y 20  $\mu\text{F}$ .



**Figura 4.39:** Contorno de las raíces en función de la capacidad  $C_S$

De nuevo el sistema se muestra estable en todo el rango de valores pero es de destacar que para capacidades pequeñas la parte imaginaria de algunas raíces crece en gran medida. En consecuencia la frecuencia de las oscilaciones aumenta, tal y como se aprecia al comparar la Figura 4.36 con la Figura 4.40: las oscilaciones de la corriente  $I_{Vq}$  aumentan de 290 a 938 Hz.

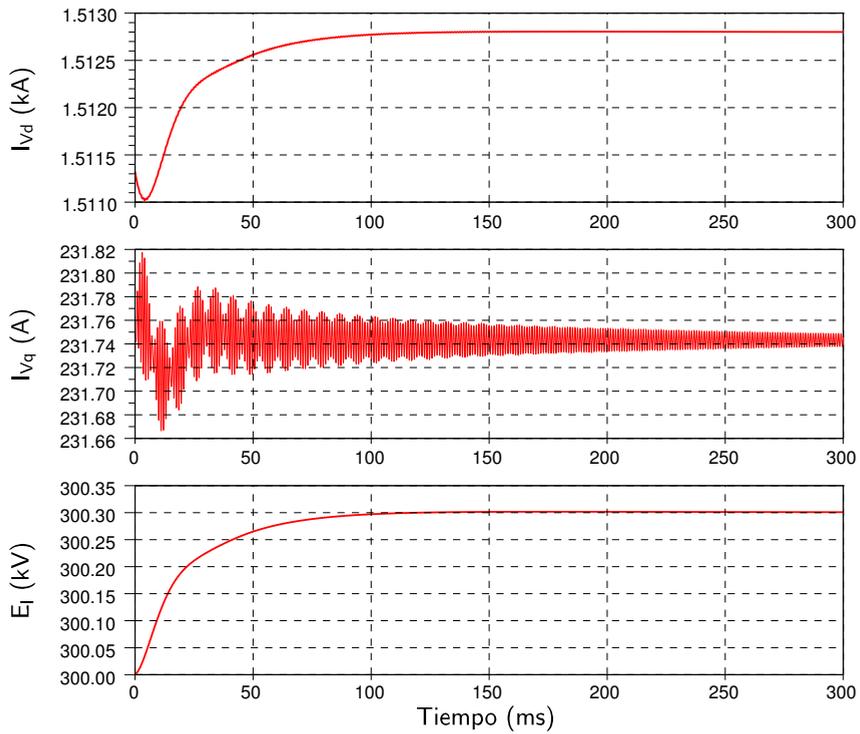
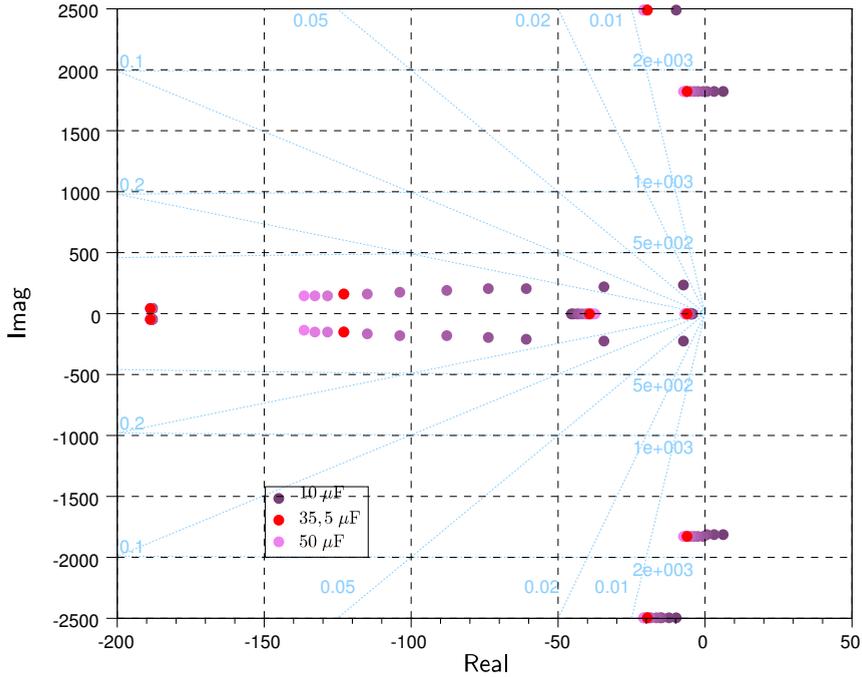


Figura 4.40: Respuesta a un escalón en  $E_I^{2*}$  cuando  $C_S = 1 \mu\text{F}$  (Scilab)

### En función de la capacidad $C_I$

La Figura 4.41 muestra el contorno de las raíces cuando la capacidad del condensador  $C_I$  del enlace de continua varía desde 1 (color oscuro) hasta  $20 \mu\text{F}$  (color claro), pasando por el valor “nominal” de  $35,5 \mu\text{F}$  (color rojo). En concreto los valores ensayados son 10, 12, 15, 17, 20, 25, 30, +35,5, 40, 45 y  $50 \mu\text{F}$ .



**Figura 4.41:** Contorno de las raíces en función de la capacidad  $C_I$

El sistema se hace inestable conforme disminuye la capacidad de  $C_I$ . De acuerdo con el detalle del contorno de las raíces que se muestra en la Figura 4.42, el sistema es estable si la capacidad es de  $17 \mu\text{F}$  o mayor; el valor “nominal” elegido que es de  $35,5 \mu\text{F}$  cumple con este criterio. Este mismo comportamiento se observa en PSCAD donde el sistema pasa de ser estable a ser inestable cuando la capacidad  $C_I$  disminuye de  $17$  a  $15 \mu\text{F}$ .

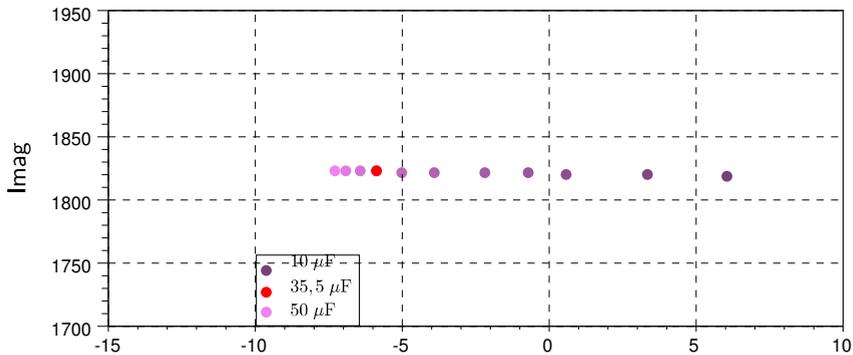


Figura 4.42: Contorno de las raíces en función de la capacidad  $C_I$  (detalle)

## 4.9 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA PUNTO-A-PUNTO

El sistema punto-a-punto completo que se analiza en esta sección está formado por la unión de los dos subsistemas ya estudiados anteriormente por separado: el parque eólico conectado al enlace HVDC a través del rectificador de diodos, y el inversor VSC conectado a la red terrestre de transporte<sup>17</sup>. El análisis de los componentes bipolares se realiza de nuevo utilizando el modelo monopolar equivalente, pues se supone que el sistema funciona de forma simétrica.

En cuanto al control, se considera que los aerogeneradores funcionan en el punto óptimo de potencia, por lo que en el parque eólico se controlan las potencias activas  $P_{Fi}$  entregadas a la red.

### 4.9.1 Variables y Ecuaciones de Estado

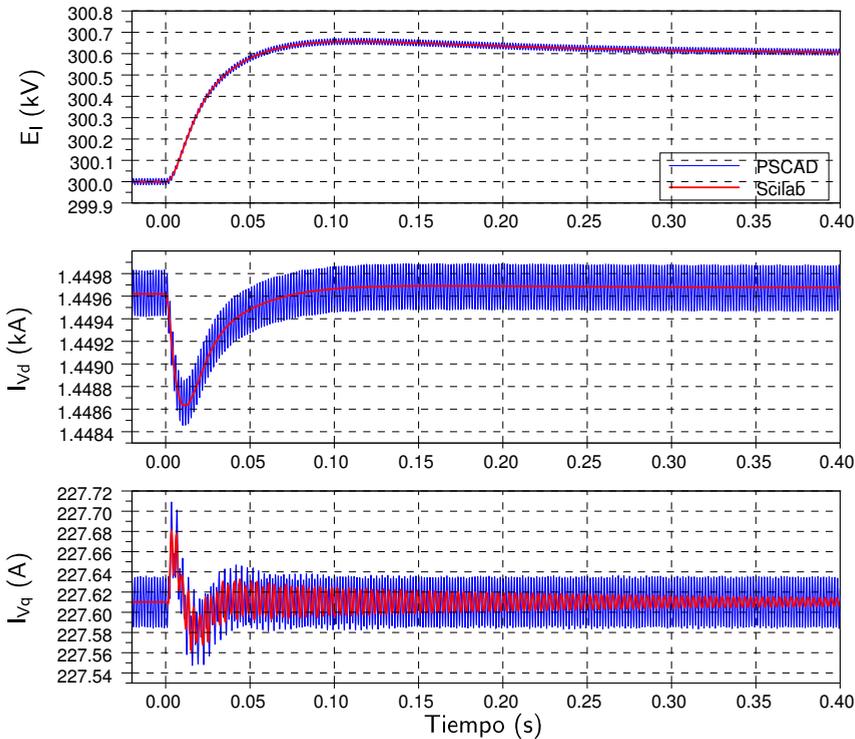
Las variables que se utilizan en el sistema punto-a-punto son las mismas que las explicadas en los subsistemas mencionados, aunque hay dos diferencias. Respecto al parque eólico conectado, la perturbación  $E_I$  pasa a ser la variable de estado del inversor VSC, y respecto al inversor VSC la perturbación  $I_{Idc}$  pasa a ser la variable de estado del parque eólico conectado, más concretamente, de la inductancia del cable submarino.

<sup>17</sup>El esquema eléctrico del circuito resultante y su control se muestra en la Figura 4.46.

**Respuesta a un escalón en la tensión  $E_I$** 

La Figura 4.43 representa la respuesta del sistema punto-a-punto ante un escalón de  $600^2 \text{ V}^2$  en la entrada  $E_I^{2*}$ , obtenida mediante el análisis descrito (color rojo) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). La referencia de la frecuencia de la red marina es  $\omega_F^* = 50 \text{ Hz}$  y la referencia de potencia reactiva del inversor VSC es  $Q_{VS}^* = -60,0 \text{ MVar}$ . Las referencias de las potencias activas  $P_{Fi}$ ,  $i = 1, 2, \dots, 5$ , son de  $1 \text{ pu}^{18}$ .

Todas las curvas se han filtrado antes de representarlas y para ello se ha utilizado un filtro paso bajo cuya constante de tiempo es de  $2 \text{ ms}$ .



**Figura 4.43:** Respuesta a un escalón en  $E_I^{2*}$  (curvas filtradas)

En dicha Figura se constata la coincidencia entre los resultados analíticos y los de PSCAD, lo cual valida el sistema de ecuaciones de estado obtenido para el sistema punto-a-punto cuando las entradas de control son  $P_{Fi}^*$ . Por otro lado se comprueba

<sup>18</sup>Por lo tanto la potencia entregada por el parque eólico será de  $400 \text{ MW}$ .

que la tensión  $E_I$  sigue a su referencia de acuerdo con las especificaciones de diseño: tiempo de establecimiento de 250 ms y sobreoscilación del 10%.

En el caso de la corriente  $I_{Vq}$  la comparación es más difícil puesto que el resultado analítico presenta oscilaciones de frecuencia y amplitud parecidas a las causadas por el rectificador de 12 pulsos. De las tres gráficas, ésta es la que menos se parece a la de PSCAD pues la respuesta analítica muestra inicialmente oscilaciones que se amortiguan lentamente y que no se reflejan en la curva de PSCAD. Esto también ocurriría con el sistema formado por el inversor VSC conectado a la red terrestre y se soluciona reduciendo el paso de simulación, hasta 100 ns para la Figura 4.36, pero en este caso no ha sido posible puesto que PSCAD solamente admite reducir el paso hasta 5  $\mu$ s debido a la presencia del cable de parámetros distribuidos.

#### 4.9.2 Contorno de las Raíces

La Figura 4.44 muestra el contorno de las raíces cuando la potencia  $P_{F_i}$  de cada aerogenerador agregado  $i$ ,  $i = 1, 2, \dots, 5$ , varía desde 0,1 (color oscuro) hasta 1 pu (color claro o rojo)<sup>19</sup>, en incrementos de 0,05 pu. Las raíces más cercanas al semiplano positivo se muestran en la la Figura 4.45.

De ambas Figuras se deduce que el parque eólico conectado al enlace HVDC a través del rectificador de diodos se mantiene estable para todo el rango de potencias pero, a diferencia del parque eólico conectado que se ha estudiado en la sección 4.7, cuando aumenta la potencia entregada entonces disminuye la estabilidad. La razón de ello se encuentra en que el inversor VSC también es más inestable cuando aumenta la potencia que entrega, de acuerdo con lo visto en la sección 4.8.

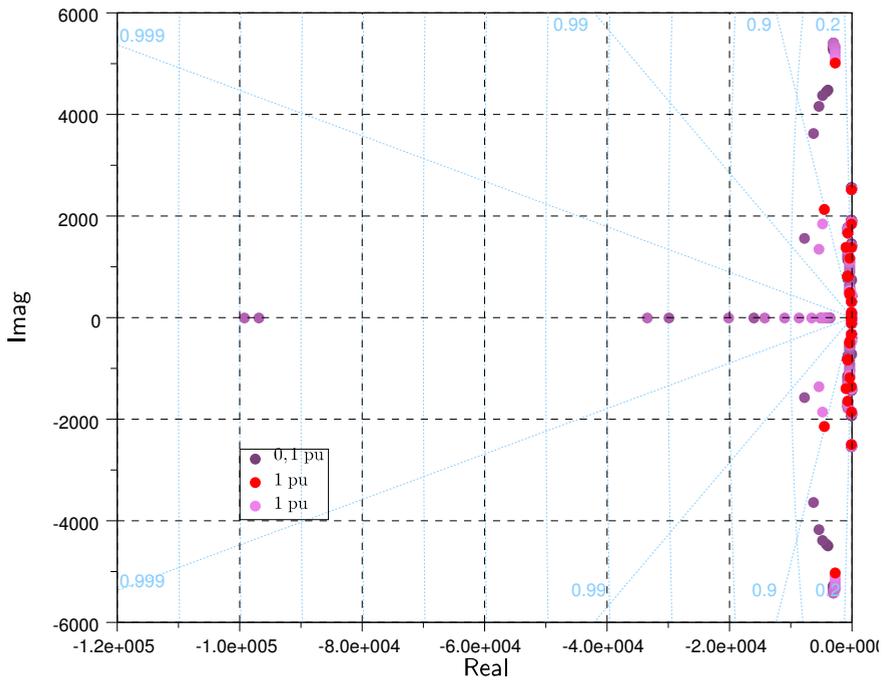
### 4.10 ENSAYOS, RESULTADOS Y VALORACIÓN

En esta sección se validan los modelos y las técnicas de control propuestos en la presente tesis mediante su simulación con PSCAD/EMTDC. El sistema que se ensaya se muestra en la Figura 4.46 y está formado por un enlace HVDC que a su vez contiene un rectificador no controlado y un inversor VSC. El enlace HVDC une un parque eólico marino de gran tamaño con una red de transporte terrestre. Es de destacar que el funcionamiento es correcto gracias a las estrategias de control empleadas, tanto cuando se trata de un funcionamiento normal como cuando el sistema se ve sometido a faltas. Además, en el último caso el sistema opera sin que se ponga en peligro su integridad.

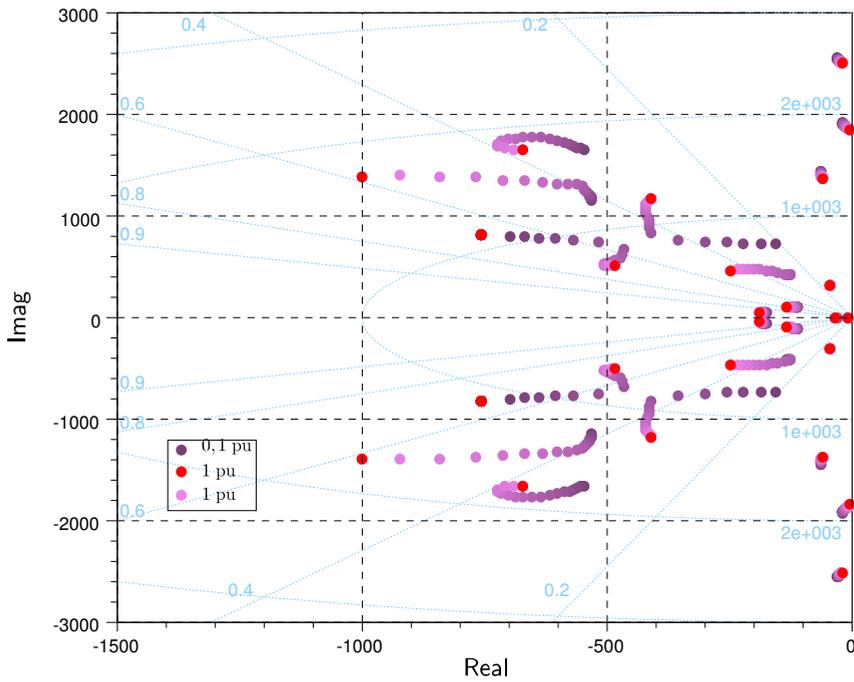
Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu, utilizando como base los valores nominales de los componentes. En los convertidores de red de los aerogeneradores, las magnitudes del lado de alterna están referidas al

---

<sup>19</sup>En este caso la potencia entregada por el parque eólico será de 400 MW.



**Figura 4.44:** Contorno de las raíces del sistema punto-a-punto en función de la potencia  $P_{Fi}$



**Figura 4.45:** Contorno de las raíces del sistema punto-a-punto en función de la potencia  $P_{Fi}$  (detalle)

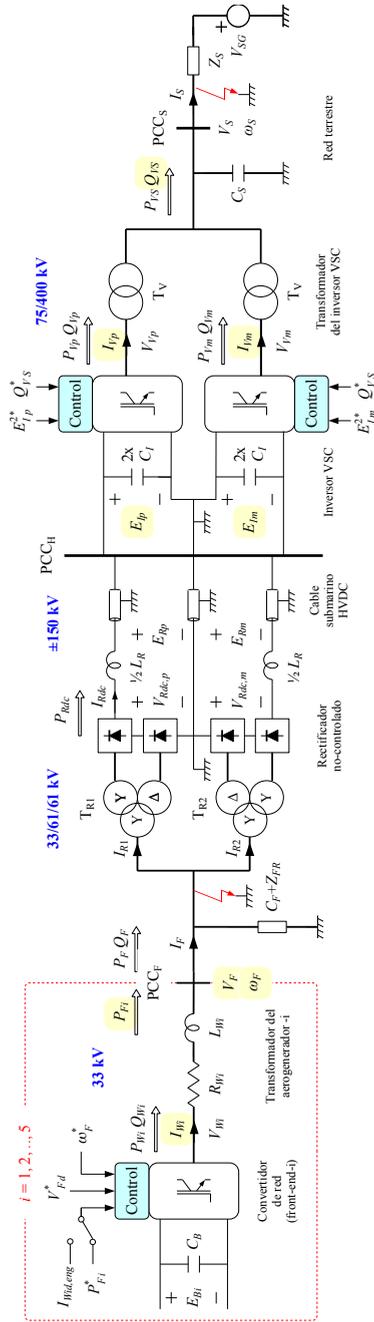


Figura 4.46: Enlace HVDC que une el parque eólico marino con la red terrestre de transporte

secundario (33 kV). En la red terrestre de alterna, las magnitudes están referidas al primario (75 kV) del transformador del inversor VSC. El valor base para las corrientes  $I_{Wi}$  de los convertidores de red de los aerogeneradores, es el nominal de la corriente total  $I_F$ . El valor base para las corrientes  $I_{V,pm}$  de los convertidores VSC del inversor bipolar, es el nominal de la corriente total  $I_S$ , por lo que el valor nominal de las corrientes  $I_{V,pm}$  es 0,5 pu.

Como en esta sección el sistema funciona de forma simétrica, se ha simplificado la notación de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$V_{Rdc} = 2V_{Rdc,p} = 2V_{Rdc,m} \quad (4.155)$$

$$E_R = 2E_{Rp} = 2E_{Rm} \quad (4.156)$$

$$E_I = 2E_{Ip} = 2E_{Im} \quad (4.157)$$

$$I_{V,dq} = 2I_{V,dq,p} = 2I_{V,dq,m} \quad (4.158)$$

por lo que el valor nominal de la corriente  $I_V$  es 1 pu.

#### 4.10.1 Energización del Sistema

Una ventaja de utilizar diodos en el rectificador del parque eólico es que permite inyectar corriente en el enlace HVDC para energizar tanto los cables submarinos como los condensadores del inversor VSC. Al mismo tiempo se energizarán los filtros del rectificador en el lado de alterna. Para ello se incrementa la tensión  $E_R$  de 0 a 1 pu utilizando los convertidores de red de los aerogeneradores. De acuerdo con (Kundur, 1994) la tensión en el lado de alterna del rectificador debe ser:

$$V_{Fd0} = \frac{\pi E_{R0}}{3\sqrt{6}BN} = \frac{\pi \times 300}{3\sqrt{6} \times 4 \times 61/33} = 17,35 \text{ kV (0,9104 pu)} \quad (4.159)$$

El proceso se realiza con  $\omega_F^* = 50$  Hz y se muestra en la Figura 4.47. Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu. La energización consta de los siguientes puntos, también enumerados en dicha figura:

1. Cuando se dispone de energía en el parque eólico, se inicia una rampa en la tensión de referencia  $V_{Fd}^*$  de 0 a 0,9104 pu entre  $t = 0,1$  hasta  $t = 0,8$  s.
2. Al mismo tiempo se inicia una rampa de 0 a 0,2 kA (0,02858 pu) que limita las corriente activas de los convertidores de red, de modo que el parque eólico actúa como una fuente de corriente. Por ejemplo para el aerogenerador de 155 MW la rampa va de 0 pu hasta:

$$I_{W5d,max} = 0,2 \frac{155}{400} = 0,0775 \text{ kA (0,01107 pu)} \quad (4.160)$$

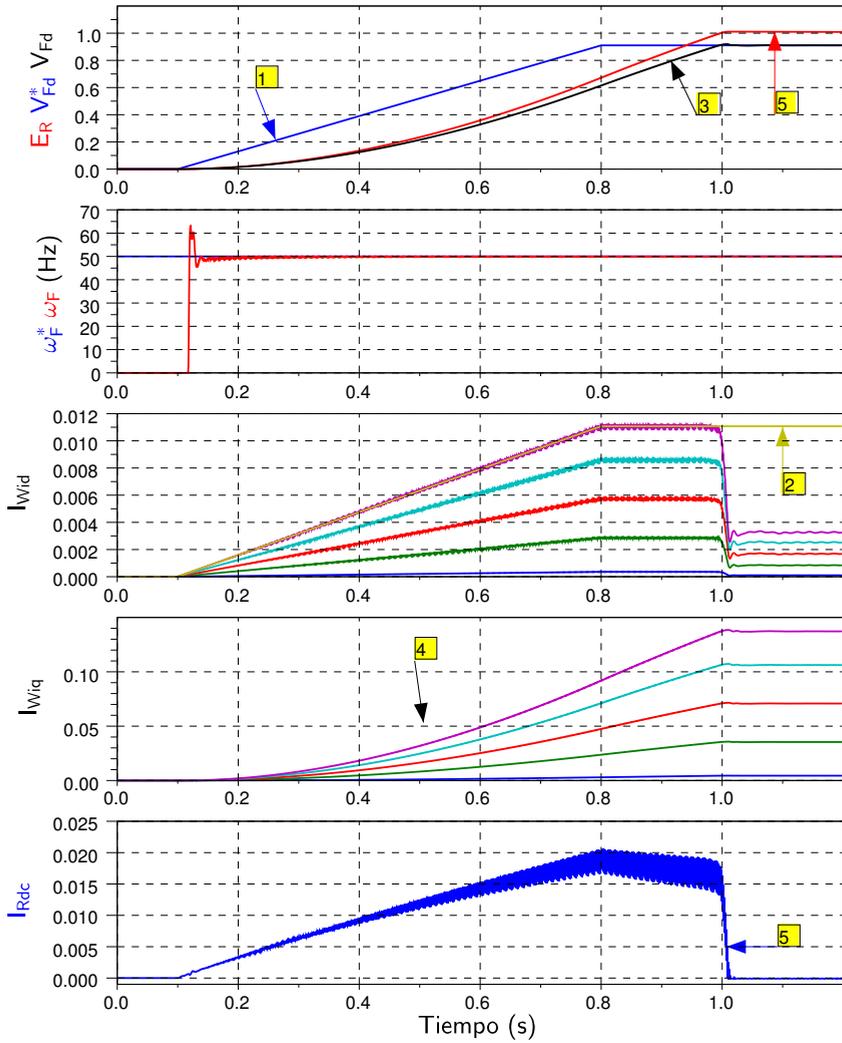


Figura 4.47: Energización del sistema mediante el parque eólico

3. Desde  $t = 0$  hasta  $t = 1$  s las corrientes  $I_{Wid}$  no siguen sus referencias al estar actuando los límites, por lo que la tensión  $V_{Fd}$  tampoco sigue su referencia. A pesar de ello la frecuencia se mantiene en los 50 Hz, puesto que las corrientes  $I_{Wiq}$  no se limitan.
4. Las corrientes reactivas  $I_{Wiq}$  se incrementan con la tensión  $V_{Fd}$  para compensar la potencia reactiva cedida por el condensador  $C_F$  y por el filtro  $Z_{FR}$  del rectificador puesto que, al ser pequeña la potencia entregada por el rectificador, la potencia reactiva consumida por el rectificador también es pequeña. Es importante destacar que, de forma similar a lo que ocurre con las corrientes activas, el reparto de la corriente total  $I_F$  entre los distintos aerogeneradores es conforme con las constantes  $K_{id}$  y  $K_{iq}$ .
5. Finalmente en  $t = 1$  s la tensión  $E_R$  del enlace HVDC alcanza el valor de 1 pu. En ese momento la capacidad del cable y del inversor VSC están cargados y ya no se necesita más aporte de energía, por lo que la corriente  $I_{Rdc}$  cae a 0 pu. Las corrientes  $I_{Wid}$  se mantienen en un pequeño valor para compensar tanto las pérdidas en los transformadores  $T_{Wi}$  como en el filtro del rectificador y, al no estar dichas corrientes saturadas, ahora la tensión  $V_{Fd}$  sigue a su referencia.

La energía aportada por el rectificador se destina a los 100 km de cable submarino y a los condensadores del inversor VSC y viene dada por:

$$E_{DC} = \frac{1}{2}C_C E_{R0}^2 + \frac{1}{2}C_I E_{R0}^2 = 0,5205647 + 1,5975 = 2,118 \text{ MJ} \quad (4.161)$$

donde  $C_C$  es la capacidad del modelo en “T” del cable submarino. Se observa que aproximadamente un tercio de la energía se invierte en energizar el cable. Este resultado es muy similar al obtenido en la simulación con PSCAD (2,163 MJ), donde el modelo de cable empleado ha sido el de parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia.

Durante la energización, los convertidores VSC se encuentran desconectados de la red de alterna.

#### 4.10.2 Cortocircuito en la Red Marina de Alterna

El cortocircuito en la red marina de alterna consiste en un cortocircuito franco, trifásico, que ocurre cuando el sistema está transmitiendo la potencia nominal de 400 MW. El cortocircuito se modela mediante una resistencia trifásica variable conectada en el punto común de conexión  $PCC_F$  y se analiza en este apartado. Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu.

La Figura 4.48 muestra el comportamiento del parque eólico y del rectificador HVDC durante el cortocircuito. Durante el cortocircuito se pueden destacar los siguientes puntos, también enumerados en dicha figura:

1. En el instante  $t = 0,1$  s se produce el cortocircuito franco en  $PCC_F$  por lo que la tensión  $V_{Fd}$  cae a 0 pu<sup>20</sup>.
2. Al descender la tensión del lado de alterna del rectificador HVDC respecto de la tensión del lado de continua, los diodos dejan de conducir y la corriente  $I_{Rdc}$  cae a 0 pu.
3. La disminución de la tensión  $V_{Fd}$  hace actuar la protección VDCOL que limita las corrientes  $I_{Wi}$  entregadas por los convertidores de red de los aerogeneradores mientras dure el cortocircuito. Esto se observa también en las corrientes de fase  $I_F$  de la Figura 4.50 que en unos 7 ms prácticamente se anulan.
4. Durante el despeje de la falta, la tensión  $V_{Fd}$  empieza a recuperarse puesto que la protección VDCOL permite una pequeña corriente de 0,01 pu aunque la tensión sea nula.
5. Cuando ha desaparecido la falta se inicia el proceso para volver a transmitir la potencia inicial de 400 MW. Para ello se limitan inicialmente las corrientes activas  $I_{Wid}$  y en  $t = 0,6$  s se inicia una rampa de 300 ms para alcanzar la potencia nominal.

Hay que aclarar que los picos de las corrientes en  $t = 0,1^+$  s, especialmente de  $I_{Wiq}$  (no mostrados en su totalidad), no son representativos, pues desde  $t = 0,1^+$  y durante 50 ms la tensión  $V_{Fd}$  vale cero, por lo que es conveniente estudiar el comportamiento de las corrientes en ejes abc, tal y como muestra la Figura 4.50 donde se aprecia que los picos de la corriente total  $I_F = \sum_{i=1}^5 I_{Wi}$  son pequeños.

La respuesta del sistema en la parte del inversor se muestra en la Figura 4.49. Es de destacar que, en el instante inicial del cortocircuito, la tensión continua  $E_I$  se reduce bruscamente a unos 0,8 pu debido a la disminución en ese mismo instante de la tensión  $V_{Rdc}$  (Figura 4.50) que, a su vez, es debida a la disminución brusca de la corriente  $I_{Rdc}$  a través de la bobina  $L_R$  del rectificador HVDC.

La Figura 4.49 también muestra la recuperación controlada del sistema tras el cortocircuito, donde la potencia  $P_S$  entregada a la red terrestre se incrementa desde 0 hasta casi 1 pu en 300 ms. En cuanto a la potencia reactiva  $Q_S$ , ésta se mantiene prácticamente igual a 0 pu, puesto que la potencia reactiva que consumen los transformadores  $T_V$  la proporciona el condensador  $C_S$ .

<sup>20</sup> Cuando dicha tensión es cero, la frecuencia  $\omega_F$  no se puede representar y los valores de ésta en  $t = 0,1^+$  s que se muestran en la figura son debidos a que se representa tras filtrarla con un filtro paso bajo de 5 ms.

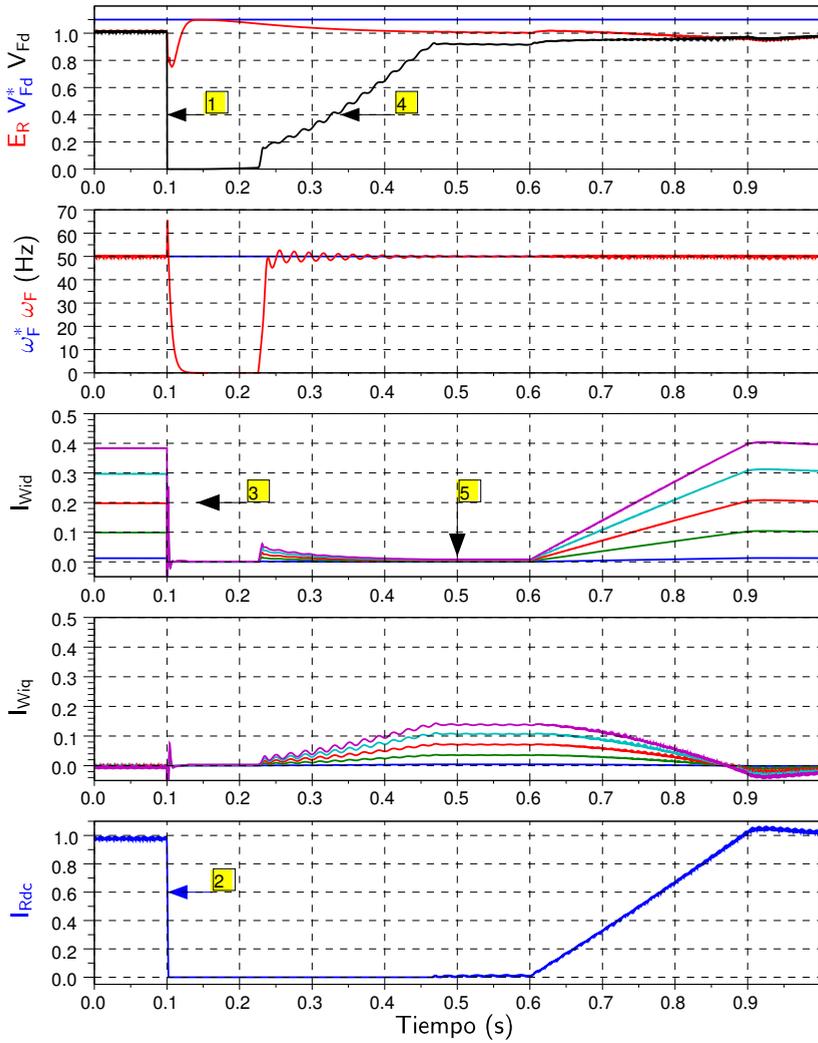


Figura 4.48: Respuesta del parque eólico ante un cortocircuito en la red marina

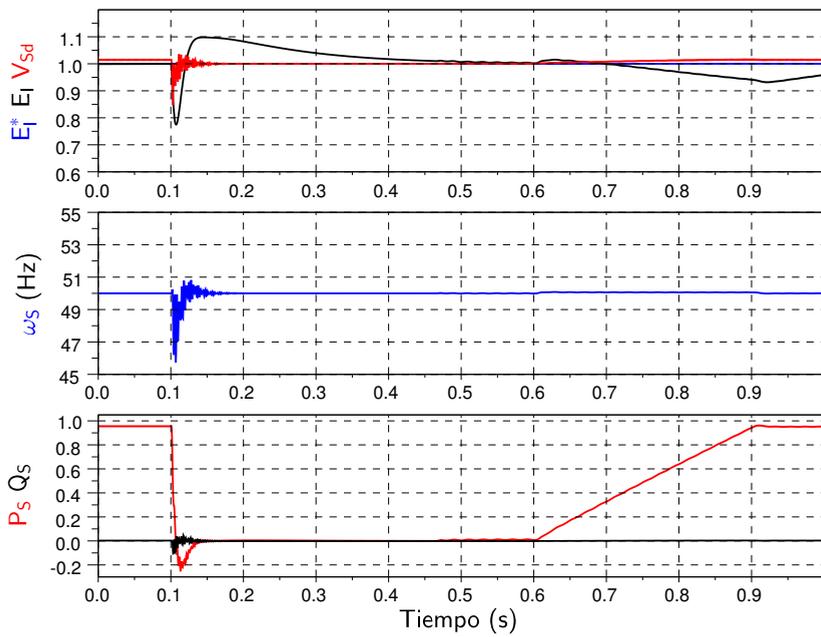


Figura 4.49: Respuesta del inversor VSC ante un cortocircuito en la red marina

La respuesta del sistema durante los primeros milisegundos se muestra en la Figura 4.50 y en ella se han destacado los siguientes puntos:

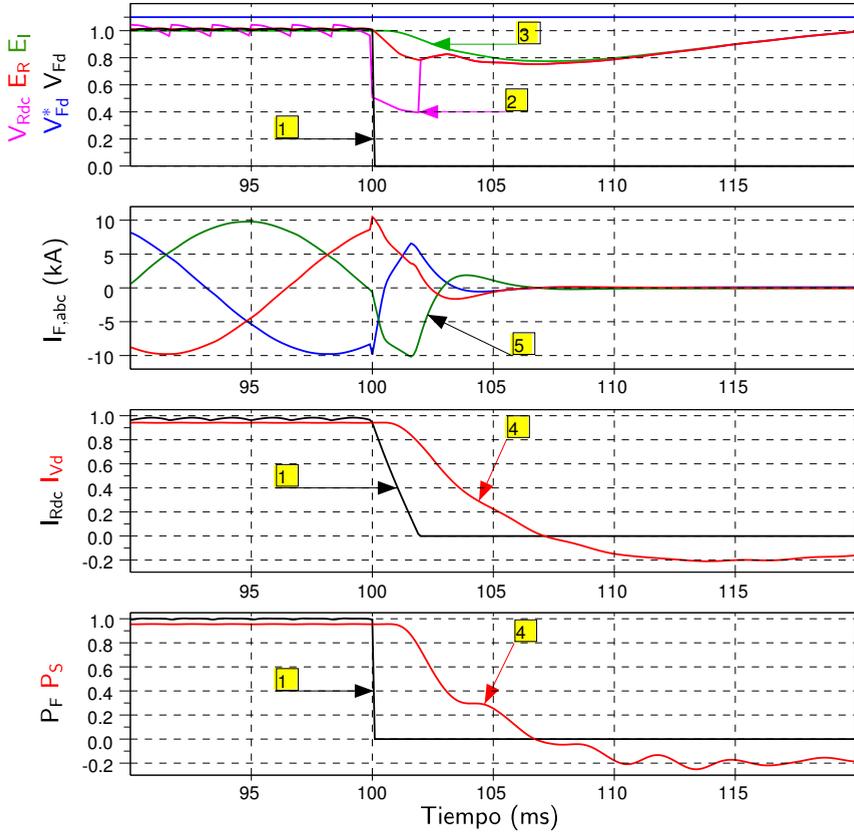


Figura 4.50: Respuesta del sistema ante un cortocircuito en la red marina (detalle)

1. Cuando la tensión  $V_{Fd}$  se reduce bruscamente, los diodos dejan de conducir y la corriente  $I_{Rdc}$  cae a 0 pu siguiendo una pendiente que es función de la inductancia de dispersión  $L_{TR}$  de los transformadores del rectificador y de la inductancia de filtrado  $L_R$  del rectificador HVDC. Por otro lado cuando la tensión  $V_{Fd}$  es nula no es posible transmitir potencia y la potencia  $P_F$  desciende bruscamente a cero.
2. La reducción brusca de la corriente  $I_{Rdc}$  provoca una caída de tensión en la bobina  $L_R$  del rectificador, por lo que, aunque la tensión  $E_R$  se reduce “lentamente”, la tensión  $V_{Rdc}$  muestra un salto brusco, disminuyendo hasta un valor de 0,4 pu.

3. Debido al cable submarino de gran longitud, la perturbación sufre un retraso en alcanzar el otro extremo, lo cual se puede observar en la tensión  $E_I$ . El valor del retardo en PSCAD es de  $600 \mu\text{s}$ . Su valor teórico  $t_0$  aproximado es algo menor y depende de la longitud del cable (100 km) y de la velocidad de propagación:

$$t_0 = \frac{100 \times 10^3}{\frac{c}{\sqrt{\epsilon_r}}} = \frac{100 \times 10^3}{\frac{299,8 \times 10^6}{\sqrt{2,5}}} = 527,4 \mu\text{s} \quad (4.162)$$

donde  $c$  es la velocidad de la luz en el vacío y  $\epsilon_r$  es la permitividad del aislante del cable (XLPE).

4. Cuando la tensión  $E_I$  disminuye entonces actúa el control de tensión del convertidor VSC disminuyendo  $I_{V_d}^*$ , incluso se hace negativa, de modo que en pocos milisegundos ( $t = 100,75 \text{ ms}$ ) empieza a disminuir la corriente  $I_{V_d}$ . Al mismo tiempo el condensador  $C_I$  entrega corriente al reducirse su tensión. El resultado es la reducción de la potencia  $P_S$  entregada a la red terrestre de transporte, a partir de  $t = 100,85 \text{ ms}$ .
5. En cuanto a la corriente total  $I_F$  entregada por el parque eólico, ésta es la suma de las corrientes  $I_{W_i}$  entregadas por los aerogeneradores. Para  $t < 100 \text{ ms}$  las corrientes  $I_{W_i,dq}$  siguen a sus respectivas referencias. Cuando se produce el cortocircuito y tras un retardo<sup>21</sup> de  $1,5 \text{ ms}$ , actúa la protección VDCOL de los convertidores de red, reduciendo drásticamente dichas referencias, de modo que a los  $7 \text{ ms}$  de ocurrida la falta, la corriente total  $I_F$  es prácticamente nula.

Es importante señalar que en todo momento se consigue mantener a las magnitudes de tensión e intensidad dentro de los valores de operación de cada componente.

### 4.10.3 Cortocircuito en la Red Terrestre de Alterna

El cortocircuito en la red terrestre de alterna consiste en un cortocircuito franco, trifásico, que ocurre cuando el sistema está transmitiendo la potencia nominal de  $400 \text{ MW}$ . El cortocircuito se modela mediante una resistencia trifásica variable conectada en el punto común de conexión PCC<sub>S</sub> y se analiza en este apartado. Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu.

La Figura 4.51 muestra el comportamiento del inversor VSC durante el cortocircuito. Durante el cortocircuito se pueden destacar los siguientes puntos, también enumerados en dicha figura:

<sup>21</sup>Hay que recordar que en lugar de utilizar la tensión  $V_{F_d}$  en el VDCOL, se utiliza ésta limitando su gradiente entre  $+100$  y  $-10^4 \text{ V/ms}$ .

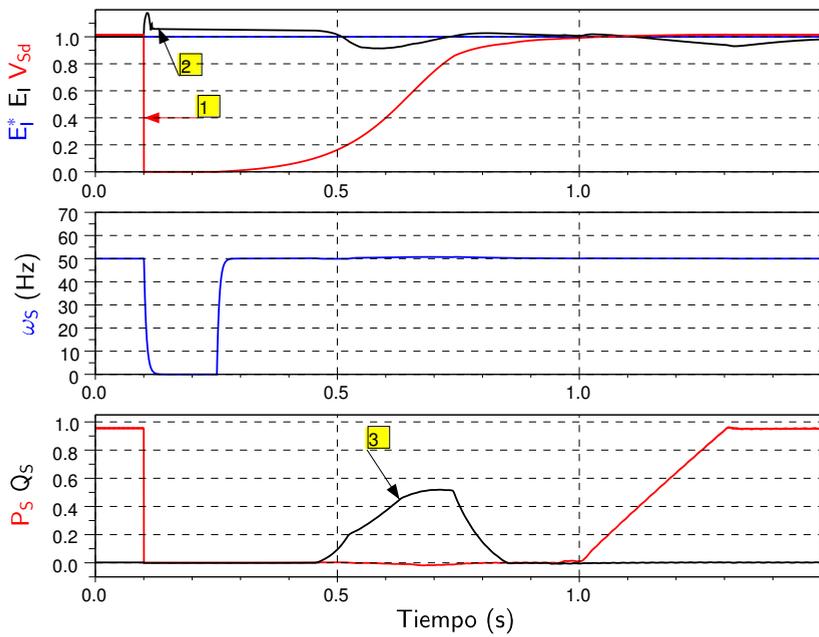


Figura 4.51: Respuesta del inversor VSC ante un cortocircuito en la red terrestre

1. En el instante  $t = 0,1$  s se produce el cortocircuito franco en PCC<sub>S</sub> por lo que la tensión  $V_{Sd}$  cae a 0 pu<sup>22</sup>. La disminución de la tensión  $V_{Sd}$  hace actuar la protección VDCOL que limita la corriente entregada por el inversor mientras dure el cortocircuito. Esto se observa también en las corrientes de fase  $I_{Vp}$  de la Figura 4.52 que en unos 20 ms prácticamente se anulan.
2. Al anularse la tensión  $V_{Sd}$ , la potencia evacuada  $P_S$  también se reduce a cero pero como el parque eólico aún sigue entregando potencia  $P_F$  (Figura 4.52) resulta que la tensión continua  $E_I$  aumenta rápidamente. En ese momento actúan las protecciones del enlace de continua del VSC (resistencia de descarga) para que no se alcancen tensiones peligrosas.
3. Durante el despeje de la falta, el inversor VSC contribuye a la restitución de la tensión de la red terrestre mediante el aporte de potencia reactiva. Para ello la corriente reactiva  $I_V^*$  ya no viene impuesta por el valor de  $Q_{VS}^*$  sino que sigue un determinado procedimiento de operación de acuerdo con la normativa que le sea de aplicación.

La respuesta del sistema durante los primeros milisegundos se muestra en la Figura 4.52 y en ella se han destacado los siguientes puntos:

1. Cuando tiene lugar el cortocircuito, la tensión  $V_{Sd}$  cae a cero y la potencia  $P_S$  que se puede evacuar es cero.
2. Como el parque sigue entregando potencia al enlace HVDC, la tensión  $E_I$  en el condensador  $C_I$  aumenta y con ella también lo hacen las tensiones  $V_{Rdc}$  y  $V_{Fd}$ .
3. Los aerogeneradores aprovechan el aumento de la tensión  $V_{Fd}$  para *detectar el cortocircuito en la red terrestre* y entonces reducen su tensión de referencia  $V_{Fd}^*$ . En este caso la referencia de tensión se ha reducido a un valor de 0,85 pu con la intención de que el rectificador HVDC deje de conducir y, al mismo tiempo, que la recuperación de la tensión  $V_{Fd}$  cuando se despeje la falta sea más rápida que si se emplease un valor más pequeño<sup>23</sup>.
4. Cuando el rectificador HVDC deja de conducir, la corriente  $I_{Rdc}$  cae a cero, reduciendo de esta forma el pico en la tensión  $E_I$ . Además la potencia  $P_F$  disminuye su valor hasta alcanzar un valor muy pequeño, el mínimo necesario para compensar las pérdidas en los filtros del rectificador, a la vez que la tensión  $V_{Fd}$  sigue su referencia.

<sup>22</sup>Como antes, cuando dicha tensión es cero, la frecuencia  $\omega_S$  no se puede representar y los valores en  $t = 0, 1^+$  s que se muestran en la figura son debidos a que la frecuencia se representa tras filtrarla con un filtro paso bajo de 5 ms.

<sup>23</sup>Se ha observado que con valores menores de 0,85 pu, por ejemplo 0,4 pu, se reduce el tiempo que la corriente  $I_{Rdc}$  tarda en valer cero, lo cual puede resultar ventajoso pues el pico en la tensión  $E_I$  también se reduciría.

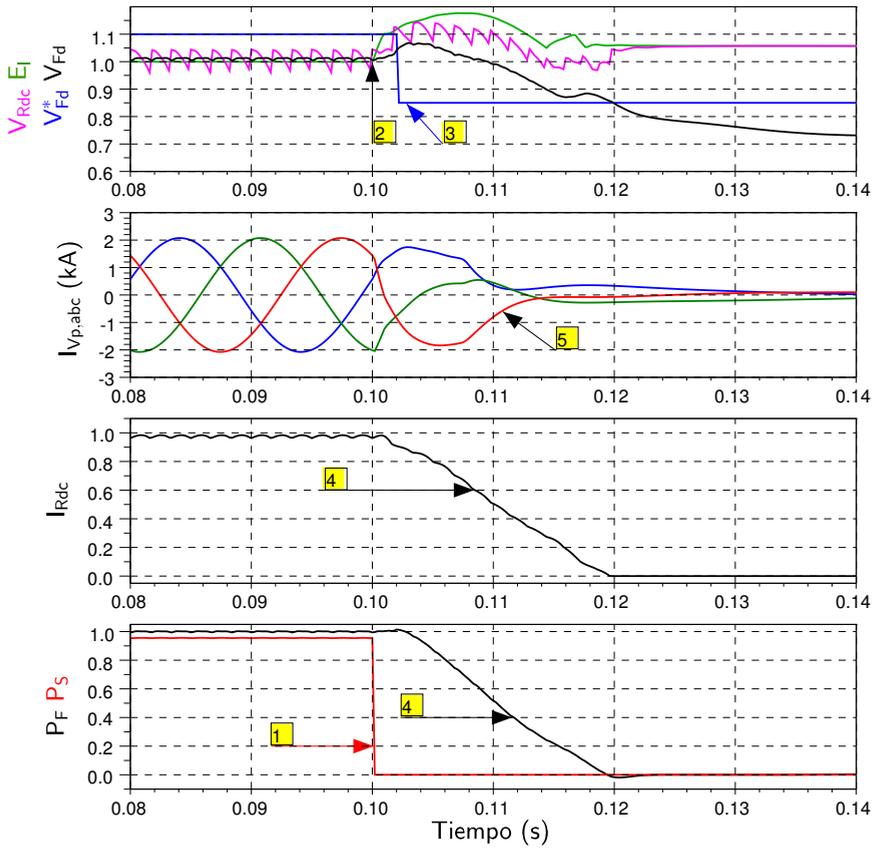


Figura 4.52: Respuesta del sistema ante un cortocircuito en la red terrestre (detalle)

5. Para  $t < 100$  ms las corrientes  $I_{Vp,dq}$  siguen a sus respectivas referencias. Cuando se produce el cortocircuito y tras un retardo<sup>24</sup> de 7 ms, actúa la protección VDCOL del inversor reduciendo drásticamente dichas referencias, de modo que a los 15 ms de ocurrida la falta, la corriente  $I_{Vp}$  es muy pequeña.

La Figura 4.53 muestra el comportamiento del parque eólico y del rectificador HVDC durante el cortocircuito, y en la que se destacan los siguientes puntos:

1. Tal y como se ha explicado, la referencia de tensión  $V_{Fd}^*$  se reduce cuando el aerogenerador detecta el cortocircuito en la red terrestre. En dicha figura se muestra cómo en este caso la tensión  $V_{Fd}$  sigue a su referencia tras unos 150 ms.
2. Al descender la tensión del lado de alterna del rectificador HVDC respecto de la tensión del lado de continua, los diodos dejan de conducir y la corriente  $I_{Rdc}$  cae a 0 pu.
3. Para seguir la tensión de referencia solamente se necesitan pequeños valores de corrientes activas  $I_{Wid}$ , por lo que éstas reducen drásticamente su valor. En cambio las corrientes reactivas  $I_{Wiq}$  incrementan su valor para absorber la potencia reactiva entregada por el condensador y el filtro del rectificador.
4. Cuando ha desaparecido la falta, el inversor VSC debe *comunicar* a los aerogeneradores que pueden transmitir potencia. En ese momento se inicia el proceso para volver a transmitir la potencia inicial de 400 MW. Para ello se limitan inicialmente las corrientes activas  $I_{Wd}$ , después se incrementa la referencia de tensión  $V_{Fd}$  y, finalmente, se inicia una rampa de 300 ms para alcanzar la potencia nominal.
5. En todo momento la frecuencia se mantiene muy próxima a su referencia.

La recuperación controlada del sistema tras el cortocircuito, en el lado del convertidor VSC, se puede observar en la Figura 4.51 anterior, donde la potencia  $P_S$  entregada a la red terrestre se incrementa desde 0 hasta casi 1 pu en 300 ms, es decir, al mismo ritmo que la potencia recibida desde el parque eólico.

Es importante señalar que, de nuevo, en todo momento se consigue mantener a las magnitudes de tensión e intensidad dentro de los valores de operación de cada componente.

Respecto al aporte de energía reactiva  $Q_S$  durante un cortocircuito, la Figura 4.54 muestra cómo debe ser la corriente reactiva  $I_r$  en función de la tensión (curva azul), de acuerdo con el borrador para la modificación del Procedimiento de Operación 12.2 de la legislación española. Sobre dicha gráfica se ha superpuesto la corriente

<sup>24</sup>Hay que recordar que en lugar de utilizar la tensión  $V_{Fd}$  en el VDCOL, se utiliza ésta limitando su gradiente entre +1000 y -5000 V/ms.

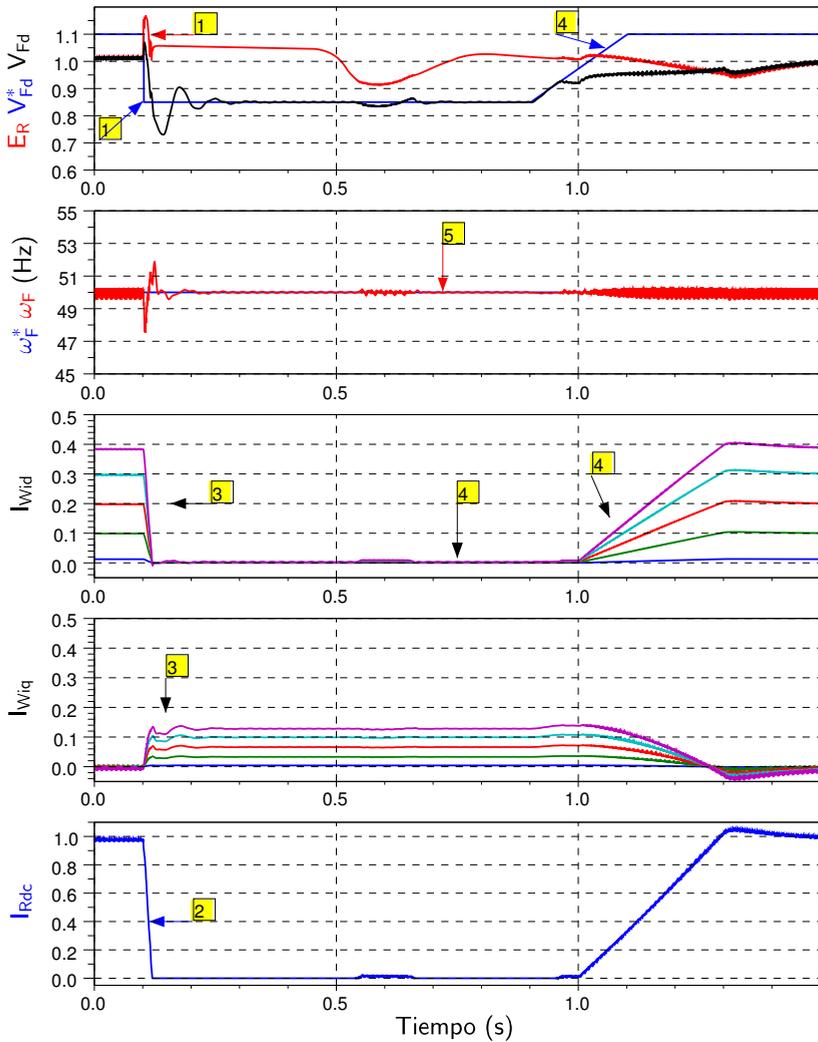
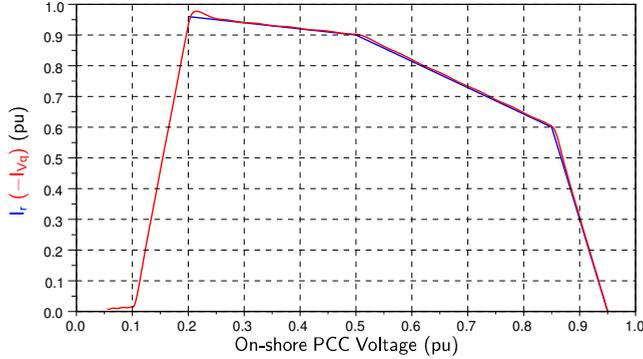


Figura 4.53: Respuesta del parque eólico ante un cortocircuito en la red terrestre

$-I_{S_q}$  resultado de la simulación (curva roja), y se observa que el control propuesto para el inversor HVDC permite cumplir con dicho borrador, u otra gráfica similar.



**Figura 4.54:** Aporte de reactiva a la red durante un cortocircuito

## 4.11 RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo se han propuesto las estrategias de control del sistema punto-a-punto y se han validado los modelos propuestos en el capítulo anterior. Además se ha estudiado la estabilidad dinámica del parque eólico aislado, del parque eólico conectado, del inversor VSC y del sistema punto-a-punto. Finalmente se han validado las estrategias de control mediante simulación del sistema con PSCAD.

En el aerogenerador, como el convertidor del generador ya controla la tensión continua del doble convertidor, resulta que el convertidor de red puede controlar la frecuencia de la red marina y otra magnitud, como la tensión en dicha red o la potencia entregada por el aerogenerador. Esta es la razón por la que es posible utilizar un rectificador no-controlado en el enlace HVDC. El control de la potencia entregada por el aerogenerador permite que éste pueda funcionar en su punto de máxima potencia.

El funcionamiento normal del enlace punto-a-punto consiste en que el rectificador no-controlado entrega la potencia suministrada por el parque eólico, al mismo tiempo que el inversor VSC regula la tensión continua del enlace HVDC. Aunque en este caso los convertidores de red de los aerogeneradores no están controlando la tensión de la red marina, dicha tensión viene impuesta por la tensión continua del enlace HVDC, puesto que los diodos del rectificador están conduciendo.

Las estrategias de control propuestas utilizan principalmente reguladores PI y hacen uso de bucles internos de corriente, lo cual facilita la función de limitar las corrientes por debajo de su valor máximo admisible. Esta función la realizan las

protecciones VDCOL que actúan cuando se produce un cortocircuito en la red marina de alterna o en la red terrestre de transporte.

Los modelos y las estrategias de control se han validado comparando la respuesta temporal obtenida analíticamente con Scilab con la obtenida mediante simulación con PSCAD. La coincidencia entre ambos resultados permiten afirmar que se dispone de un buen modelo a la vez que se establecen las condiciones para que así sea:

- En la red marina de alterna, no hay que considerar  $\omega_F$  constante, por ejemplo 50 Hz, aunque ello complica enormemente las ecuaciones.
- En las ecuaciones del control de la tensión marina de alterna,  $V_{Fd}$ , hay que tener en cuenta el retardo del integrador del regulador PI. En este caso el análisis se realiza en el dominio discreto.
- Los transformadores y los puentes de diodos del rectificador no-controlado, se modelan mediante sus ecuaciones dinámicas en lugar de aplicar las ecuaciones estáticas.
- En la red terrestre de transporte, hay que considerar que el ángulo  $\theta_S$  con el que se orientan los ejes dq es una variable de estado.
- En la red terrestre de transporte donde la tensión de Thevenin es  $V_{SG}(t) = |V_{SG}| \cos \theta_{SG}(t)$ , hay que considerar que las perturbaciones son  $|V_{SG}|$  y  $\theta_{SG}(t)$ .

Además en el cálculo del contorno de las raíces hay que recalcular el punto de operación cuando éste cambie al variar el parámetro correspondiente.

Los análisis de estabilidad han mostrado que el sistema punto-a-punto, incluyendo las estrategias de control, es estable, y lo es para todo el rango de potencias entregadas por el parque eólico. También se ha comprobado que el convertidor VSC con sus estrategias de control se vuelve inestable cuando la potencia de cortocircuito de la red terrestre se reduce a 4 pu.

Finalmente los análisis de las simulaciones con PSCAD permiten afirmar que:

- Es posible la energización del enlace HVDC utilizando la energía que proviene del parque eólico.
- La respuesta del sistema punto-a-punto es acorde con las estrategias de control propuestas.
- Cuando ocurren cortocircuitos en la red marina de alterna o en la red terrestre:
  - Los correspondientes convertidores siguen conectados durante la falta y permiten la recuperación del sistema cuando desaparece la falta.

- Las distintas tensiones y corrientes del sistema se mantienen por debajo de los valores máximos admisibles.
- En el caso del inversor VSC, éste es capaz de inyectar potencia reactiva durante el despeje de la falta, de acuerdo con la normativa sobre la integración del parque eólico en la red eléctrica.



## Capítulo 5

# Control y Operación del enlace HVDC Multipunto

En el sistema multipunto la red de alta tensión en continua interconecta el parque eólico con otros tres terminales que son convertidores de fuente de tensión (VSC). Uno de los terminales (VSC-2) controla la potencia que éste entrega a la red terrestre de transporte a la que se encuentra conectado. Los otros dos terminales (VSC-1 y VSC-3) comparten el control de la tensión continua del enlace HVDC. Además, cualquiera de los tres terminales es capaz de controlar la potencia reactiva que se entrega a la red terrestre.

El sistema multipunto comparte muchos componentes y estrategias de control ya descritas en capítulos anteriores. En este capítulo se describen las estrategias de control que son propias del sistema multipunto y se valora el comportamiento tanto de sus componentes como del sistema en su conjunto. Las estrategias de control que se proponen utilizan principalmente reguladores PI y hacen posible que el sistema multipunto en su conjunto se comporte según lo esperado.

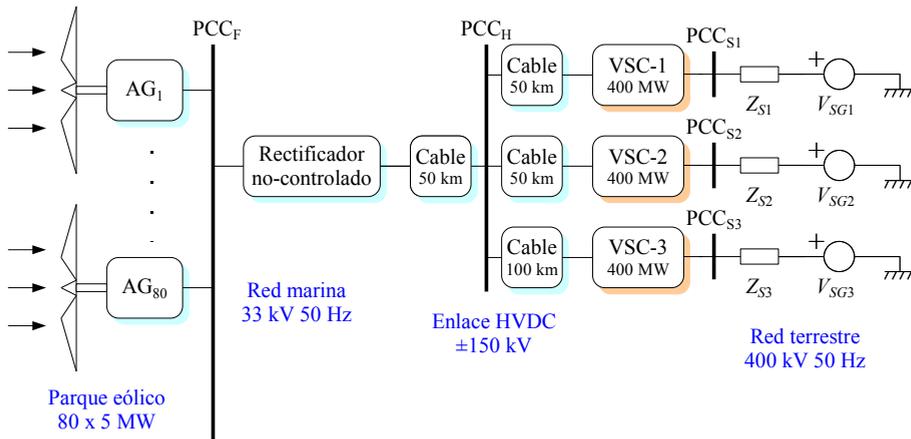
En este capítulo también se investiga cómo minimizar las pérdidas en los cables submarinos, tanto en el caso de redes HVDC radiales como malladas.

Para validar los modelos y el control del sistema multipunto, se realizan análisis de estabilidad tanto de los dos tipos de convertidores VSC de este sistema, es decir, el que controla la potencia activa entregada a la red (VSC-2) y el que controla la tensión continua (VSC-1 y VSC-3), como del sistema multipunto completo.

Finalmente el sistema multipunto se simula con PSCAD para analizar la respuesta del sistema ante distintos escenarios: régimen permanente, control de flujos de potencia, y cortocircuito en la red HVDC.

## 5.1 ESTRATEGIAS DE CONTROL

La Figura 5.1 muestra el sistema multipunto o multiterminal que se estudia en este capítulo. Se trata de un enlace HVDC con cuatro terminales dispuestos de forma radial, donde el punto común de conexión se denomina  $PCC_H$ . Uno de los terminales es el parque eólico marino que ya se ha descrito anteriormente y que se conecta al enlace HVDC mediante el rectificador no-controlado de diodos.



**Figura 5.1:** Parque eólico marino conectado a un enlace HVDC multipunto con tres convertidores VSC

Los otros tres terminales son convertidores de tensión (VSC) que también se han explicado anteriormente pero que en este caso pueden actuar como rectificadores o como inversores. La principal diferencia radica en el tipo de control de estos convertidores. Para añadir versatilidad al conjunto se ha optado por que algunos de los convertidores sean los responsables del control de la tensión continua del enlace HVDC. En concreto los convertidores VSC-1 y VSC-3 controlan las tensiones continuas  $E_{I1}$  y  $E_{I3}$  respectivamente, Figura 5.2.

El convertidor VSC-2 controla la potencia activa  $P_{V_S2}$  siguiendo, por ejemplo, la referencia que indique el operador del sistema eléctrico. Por otro lado cada uno de los convertidores VSC controla su potencia reactiva  $Q_{V_Sj}$  y los bucles internos de las corrientes  $I_{V_jd}$  e  $I_{V_jq}$  son los mismos que los descritos en el sistema punto-a-punto.

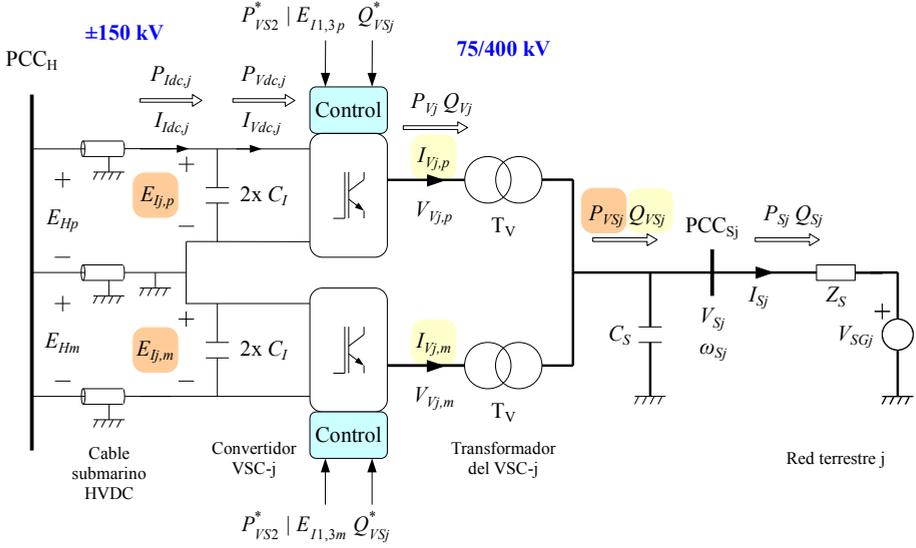


Figura 5.2: Convertidor VSC- $j$  ( $j = 1, 2, 3$ ) que conecta el PCC<sub>H</sub> con la red terrestre  $j$

### 5.1.1 Control de la Potencia Activa del Convertidor VSC-2

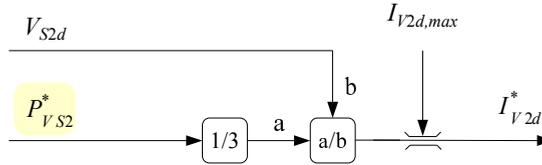
Para controlar la potencia activa  $P_{VS2}$  que entrega el convertidor VSC-2, se utiliza la expresión en coordenadas dq:

$$P_{VS2} = 3V_{S2d}I_{V2d} \quad (5.1)$$

puesto que  $V_{Sjq} = 0$ . El bucle de control rápido de la corriente activa permite escribir  $I_{V2d} \approx I_{V2d}^*$ , entonces:

$$I_{V2d}^* = \frac{1}{3V_{S2d}}P_{VS2}^* \quad (5.2)$$

La Figura 5.3 muestra el diagrama de bloques del control de la potencia activa del convertidor VSC-2. El límite  $I_{V2d,max}$  viene dado por la protección VDCOL descrita en el sistema punto-a-punto.



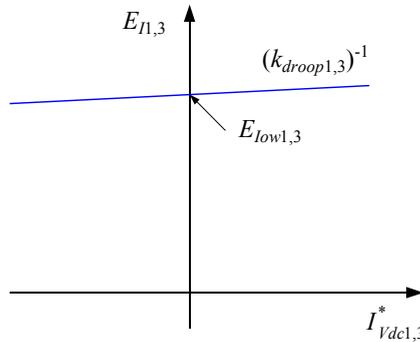
**Figura 5.3:** Diagrama de bloques del control de potencia activa del convertidor VSC-2

### 5.1.2 Control de la Tensión continua del enlace HVDC

El control de la tensión continua del enlace HVDC se comparte entre los convertidores VSC-1 y VSC-3. Para ello se utiliza un regulador proporcional equivalente al empleado en las redes trifásicas de transporte (droop), donde distintos alternadores comparten el control de la frecuencia de la red de alterna (control primario). En el caso de la tensión continua el regulador es:

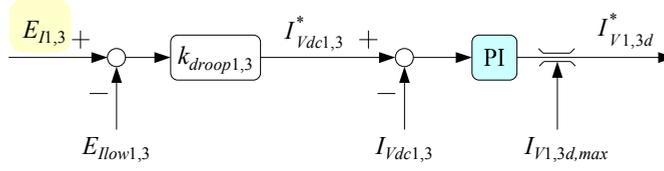
$$I_{Vdc1,3}^* = k_{droop1,3} (E_{I1,3} - E_{Ilow1,3}) \quad (5.3)$$

De acuerdo con esta ecuación, cuando aumente la tensión  $E_{I1,3}$  en bornes del condensador  $C_I$ , el control aumentará la corriente  $I_{Vdc1,3}$  hasta llegar a una nueva tensión de equilibrio, Figura 5.4.



**Figura 5.4:** Control proporcional (droop) de la tensión continua HVDC

Para controlar la corriente  $I_{Vdc1,3}$  se utiliza un regulador PI. La Figura 5.5 muestra el diagrama de bloques del control (droop) de la tensión continua del enlace HVDC mediante los convertidores VSC-1 y VSC-3. El límite  $I_{V1,3d,max}$  viene dado por la protección VDCOL descrita en el sistema punto-a-punto.



**Figura 5.5:** Diagrama de bloques del control (droop) de la tensión continua mediante los convertidores VSC-1 y VSC-3

En la Tabla 5.1 se muestran los parámetros del control de los convertidores VSC-1 y VSC-3. La inversa de  $k_{droop}$  se corresponde con una pendiente del 4 % para VSC-1 y del 8 % para VSC-3. En cuanto a la ganancia  $K_{Pdroop}$  y a la constante de integración  $T_{Idroop}$  éstas se han elegido a partir del análisis del lugar de las raíces que se realiza en la sección 5.3.2.

Parámetro	VSC-1	VSC-3
$k_{droop}$ (A/V)	0,1111111	0,0555556
$E_{low}$ (kV)	294	294
Ganancia $K_{Pdroop}$	0,1	0,1
Constante de integración $T_{Idroop}$	0,2	0,2

**Tabla 5.1:** Parámetros del control de los convertidores VSC-1,3 (equivalentes monopolares)

## 5.2 OPERACIÓN ÓPTIMA DEL ENLACE HVDC

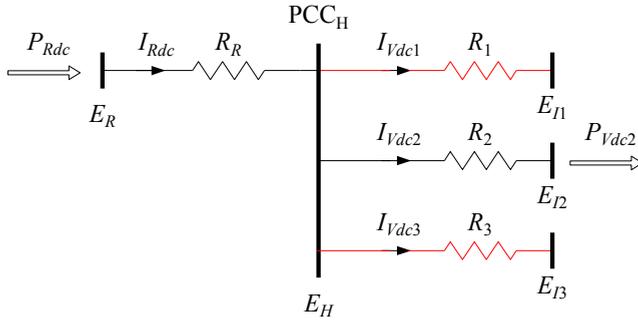
Para estudiar la operación del enlace HVDC, los cables submarinos se modelan mediante su equivalente monopolar porque se considera que el enlace funciona de forma simétrica. La Figura 5.6 muestra el modelo de los cables del sistema multipunto en régimen permanente (en continua) donde se cumple:

$$I_{Rdc} = I_{Vdc1} + I_{Vdc2} + I_{Vdc3} \quad (5.4)$$

y el valor de las resistencias depende de la longitud de los cables<sup>1</sup>:  $R_R = R_1 = R_2 = R_C$  y  $R_3 = 2R_C$ .

Suponiendo que el parque eólico funciona en su punto óptimo y dado que el convertidor VSC-2 entrega la potencia activa que viene dada por su referencia, resulta

<sup>1</sup> $R_C$  es la resistencia en continua de un enlace de 50 km formado por dos cables submarinos (enlace bipolar).


**Figura 5.6:** Cables HVDC submarinos en régimen permanente

que la corriente entrante ( $I_{Rdc} - I_{Vdc2}$ ) viene impuesta<sup>2</sup> y se tiene que “evacuar” a través de la corriente saliente ( $I_{Vdc1} + I_{Vdc3}$ ). Falta pues elegir un criterio para repartir dicha corriente saliente entre  $I_{Vdc1}$  e  $I_{Vdc3}$ .

La opción que se ha elegido en la presente tesis es la de minimizar las pérdidas en el enlace de continua, en concreto las pérdidas que son debidas a las corrientes  $I_{Vdc1}$  y  $I_{Vdc3}$ :

$$P_{loss,1+3} = R_1 I_{Vdc1}^2 + R_3 I_{Vdc3}^2 \quad (5.5)$$

que en función de  $I_{Vdc1}$  es:

$$P_{loss,1+3} = R_1 I_{Vdc1}^2 + R_3 (I_{Rdc} - I_{Vdc1} - I_{Vdc2})^2 \quad (5.6)$$

Las pérdidas son mínimas cuando:

$$\frac{dP_{loss,1+3}}{dI_{Vdc1}} = 2R_1 I_{Vdc1} - 2R_3 (I_{Rdc} - I_{Vdc1} - I_{Vdc2}) = 0 \quad (5.7)$$

por lo que la corriente que minimiza dicha expresión es:

$$I_{Vdc1,min} = \frac{R_3}{R_1 + R_3} (I_{Rdc} - I_{Vdc2}) \quad (5.8)$$

<sup>2</sup>En realidad los valores que se imponen son la potencia  $P_F$  entregada por el parque eólico y la potencia  $P_{V_S2}$  entregada por el convertidor VSC-2, pero si se desea operar con una tensión  $E_H = 1$  pu ello implica que los valores de dichas corrientes están determinados, excepto pequeñas variaciones debidas por ejemplo al valor de la potencia reactiva que esté entregando VSC-2.

y del mismo modo:

$$I_{Vdc3,min} = \frac{R_1}{R_3 + R_1}(I_{Rdc} - I_{Vdc2}) \quad (5.9)$$

por lo que el punto óptimo se obtiene cuando la corriente entrante ( $I_{Rdc} - I_{Vdc2}$ ) se reparte de la siguiente forma:

$$I_{Vdc1,min} = \frac{R_3}{R_1} I_{Vdc3,min} \quad (5.10)$$

y la potencia de pérdidas mínimas es:

$$P_{loss,1+3,min} = I_{Vdc1,min}^2 R_1^2 \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} \right) \quad (5.11)$$

La Figura 5.7 muestra las pérdidas en los cables que unen PCC<sub>H</sub> con VSC-1 y VSC-3, en función de la corriente  $I_{Vdc1}$  (eje horizontal) y la corriente entrante ( $I_{Rdc} - I_{Vdc2}$ ) = 0,2, 0,4, ..,1 (pu). En cada uno de los casos se observa que existe un mínimo que coincide con el que se ha calculado. Por ejemplo para ( $I_{Rdc} - I_{Vdc2}$ ) = 0,6 (pu), el valor de la corriente que minimiza las pérdidas en los cables es:

$$I_{Vdc1,min} = \frac{R_3}{R_1 + R_3}(I_{Rdc} - I_{Vdc2}) = \frac{2R_C}{R_C + 2R_C} 0,6 = 0,4 \text{ pu} \quad (5.12)$$

Para este caso particular y en el caso más desfavorable, ( $I_{Rdc} - I_{Vdc2}$ ) = 1 pu, las pérdidas en los cables submarinos  $R_1$  y  $R_3$  toman valores desde 2 hasta 6 MW, es decir, desde 0,5 hasta 1,5 % el valor de la potencia nominal del sistema (400 MW). De ahí la importancia de encontrar el punto que minimiza las pérdidas.

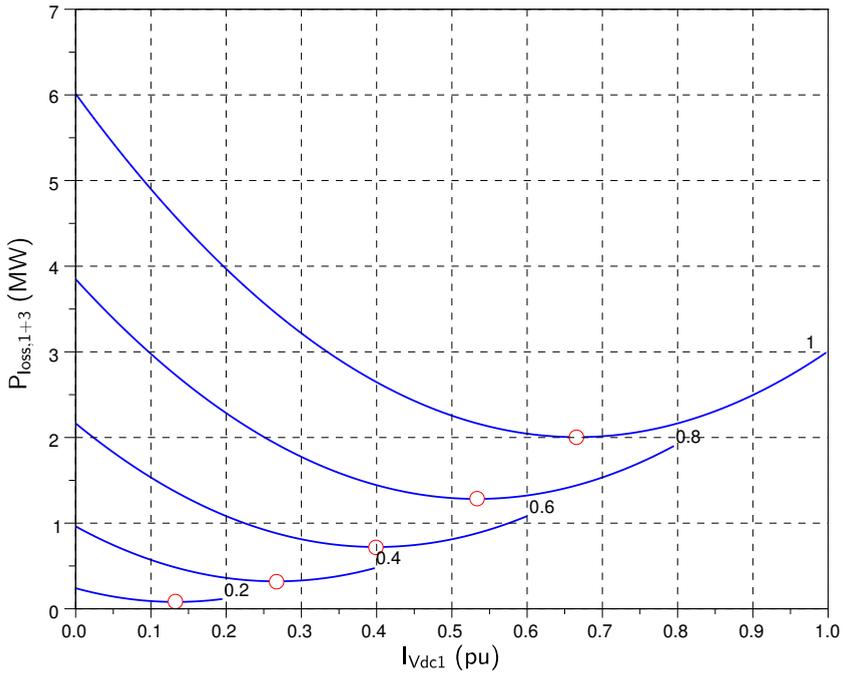
Una vez conocido cuál debe ser el reparto de corrientes, éste se puede lograr eligiendo convenientemente las constantes del control droop de la ecuación 5.3. Para ello hay que tener en cuenta la relación entre tensiones e intensidades en los cables:

$$E_H = R_{1,3} I_{Vdc1,3} + E_{I1,3} \quad (5.13)$$

y a partir de la ecuación 5.3 (droop):

$$I_{Vdc1,3} = k_{droop1,3} (E_H - R_{1,3} I_{Vdc1,3} - E_{I1,3}) \quad (5.14)$$

entonces:



**Figura 5.7:** Pérdidas en los cables de VSC-1 y VSC-3, en función de  $I_{Vdc1}$  e  $(I_{Rdc} - I_{Vdc2}) = 0,2, 0,4, 0,6, 0,8, 1$  (pu)

$$I_{Vdc1} (1 + k_{droop1} R_1) = k_{droop1} (E_H - E_{Ilow1}) \quad (5.15)$$

$$I_{Vdc3} (1 + k_{droop3} R_3) = k_{droop3} (E_H - E_{Ilow3}) \quad (5.16)$$

y con la ecuación 5.10 se llega a:

$$\frac{R_3}{R_1} = \frac{I_{Vdc1}}{I_{Vdc3}} = \frac{k_{droop1} (E_H - E_{Ilow1}) (1 + k_{droop3} R_3)}{k_{droop3} (E_H - E_{Ilow3}) (1 + k_{droop1} R_1)} \quad (5.17)$$

En la presente tesis se propone evitar la necesidad de un canal de comunicaciones entre los terminales del HVDC cuando se desea mantener mínimas las pérdidas a pesar de que cambie el punto de operación. Para ello se propone aplicar la relación  $E_{Ilow1} = E_{Ilow3}$  en la ecuación anterior, y operando se llega a la condición que mantiene mínimas las pérdidas:

$$k_{droop1} = \frac{R_3}{R_1} k_{droop3} \quad (5.18)$$

La forma de operar es elegir los valores de  $E_{Ilow1} = E_{Ilow3}$ , cercanos a 1 pu, y elegir también el valor de, por ejemplo,  $k_{droop3}$ , y después utilizar la ecuación 5.18 para asegurar que se minimizan las pérdidas en los cables aunque varíe el punto de operación.

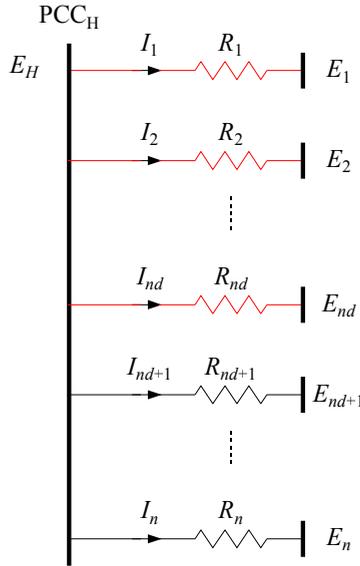
En los siguientes apartados se extienden los resultados a una red HVDC radial cualquiera y a una red mallada, aunque en este último caso sí que se necesita un canal de comunicaciones entre los terminales del HVDC.

### 5.2.1 Red Radial HVDC con $n$ Terminales

El resultado del apartado anterior se puede generalizar a un sistema multipunto con  $nd$  terminales que controlan la tensión continua mediante el control de droop, y  $(n - nd)$  terminales en los que su corriente ya viene determinada. Esta configuración se muestra en la Figura 5.8 y se ha utilizado una notación más sencilla que la del apartado anterior.

El objetivo es calcular las corrientes  $I_1, I_2, \dots, I_{nd}$  que minimicen las pérdidas en los cables que unen PCC<sub>H</sub> con los terminales que controlan la tensión continua. Para ello se plantea un problema de optimización donde la función (no lineal) de pérdidas es:

$$f(I_1, I_2, \dots, I_{nd}) = \sum_{p=1}^{nd} R_p I_p^2 \quad (5.19)$$



**Figura 5.8:** Red HVDC radial con  $n$  terminales

y las corrientes deben cumplir la siguiente restricción:

$$g(I_1, I_2, \dots, I_{nd}) = \sum_{p=1}^n I_p = 0 \quad (5.20)$$

Para resolver este problema se utiliza el *método de los multiplicadores lagrangianos*, (Hillier y Lieberman, 2006). En este caso la función lagrangiana es:

$$\mathcal{L}(I_1, I_2, \dots, I_{nd}, \lambda) = f(\cdot) + \lambda g(\cdot) = \sum_{p=1}^{nd} R_p I_p^2 + \lambda \sum_{p=1}^n I_p \quad (5.21)$$

y las condiciones necesarias de primer orden para encontrar la solución óptima son:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_p} = 2R_p I_p + \lambda = 0, \quad p = 1, 2, \dots, nd \quad (5.22)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = \sum_{p=1}^n I_p = 0 \quad (5.23)$$

que equivale al sistema de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} 2R_1 & 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ 0 & 2R_2 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ & \vdots & & & & \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 2R_{nd} & 1 \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_{nd} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -\sum_{p=nd+1}^n I_p \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

La solución de este sistema de ecuaciones da lugar a:

$$I_p = \frac{-\sum_{g=nd+1}^n I_g}{\sum_{g=1}^{nd} \prod_{\substack{h=1 \\ h \neq g}}^{nd} R_h} \prod_{\substack{g=1 \\ g \neq p}}^{nd} R_g, \quad p = 1, 2, \dots, nd \quad (5.25)$$

donde, de forma similar al caso particular desarrollado en el apartado anterior, se puede hablar de una corriente entrante, que en este caso es el término  $\left(-\sum_{g=nd+1}^n I_g\right)$ . Así pues, se puede escribir finalmente la relación entre corrientes para que las pérdidas sean mínimas:

$$I_p = \frac{R_q}{R_p} I_q, \quad p, q = 1, 2, \dots, nd, \quad p \neq q \quad (5.26)$$

y la potencia de pérdidas mínimas es:

$$P_{loss,min} = I_1^2 R_1^2 \sum_{p=1}^{nd} \frac{1}{R_p} \quad (5.27)$$

Como es de esperar, en el caso particular de  $nd = 2$  y  $n = 4$  se obtiene un resultado equivalente al de las ecuaciones 5.10 y 5.11 del apartado anterior.

El resultado obtenido corresponde a un mínimo, pues se verifican las condiciones necesarias de segundo orden. Efectivamente, si se construye la matriz hessiana de  $\mathcal{L}(I_1, I_2, \dots, I_{nd}, \lambda)$ , su determinante es negativo:

$$\det \mathcal{H}(\mathcal{L}(I_1, I_2, \dots, I_{nd}, \lambda)) = \begin{vmatrix} 2R_1 & 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ 0 & 2R_2 & 0 & \dots & 0 & 1 \\ & & \vdots & & & \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 2R_{nd} & 1 \\ 1 & 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{vmatrix} = -2^{nd-1} \sum_{p=1}^{nd} \prod_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^{nd} R_q < 0 \quad (5.28)$$

Es de destacar que la tensión continua en los terminales VSC-p y VSC-q resulta ser la misma cuando se cumple la ecuación 5.26 para minimizar las pérdidas:

$$E_p = E_H - R_p I_p = E_H - R_q I_q = E_q, \quad p, q = 1, 2, \dots, nd, \quad p \neq q \quad (5.29)$$

También en este caso general se puede conseguir el reparto óptimo de corrientes de la ecuación 5.26 eligiendo convenientemente los parámetros del control droop, de manera que no se necesiten comunicaciones entre los terminales del HVDC aunque varíe el punto de funcionamiento. Para ello se procede de forma similar a lo explicado en el apartado anterior. En primer lugar hay que tener en cuenta la relación entre tensiones e intensidades en los cables:

$$E_H = R_p I_p + E_p, \quad p = 1, 2, \dots, nd \quad (5.30)$$

y a partir del control de droop se puede escribir:

$$I_p = k_{droop,p} (E_H - R_p I_p - E_{low,p}), \quad p = 1, 2, \dots, nd \quad (5.31)$$

entonces:

$$I_p (1 + k_{droop,p} R_p) = k_{droop,p} (E_H - E_{low,p}), \quad p = 1, 2, \dots, nd \quad (5.32)$$

y utilizando la ecuación 5.26 se llega a:

$$\frac{R_q}{R_p} = \frac{I_p}{I_q} = \frac{k_{droop,p} (E_H - E_{low,p}) (1 + k_{droop,q} R_q)}{k_{droop,q} (E_H - E_{low,q}) (1 + k_{droop,p} R_p)}, \quad p, q = 1, 2, \dots, nd, \quad p \neq q \quad (5.33)$$

Finalmente si se exige que  $E_{low,p} = E_{low,q}$  en la ecuación anterior, se llega a la condición que mantiene mínimas las pérdidas:

$$k_{droop,p} = \frac{R_q}{R_p} k_{droop,q}, \quad p, q = 1, 2, \dots, nd, \quad p \neq q \quad (5.34)$$

que en el caso particular de  $nd = 2$  y  $n = 4$  se obtiene un resultado equivalente al de la ecuación 5.18 del apartado anterior.

La forma de operar es, como en el apartado anterior, primero elegir los valores de  $E_{low,p} = E_{low,q}$ , cercanos a 1 pu, y elegir también el valor de, por ejemplo,  $k_{droop1}$ , y después utilizar la ecuación 5.34 para asegurar que se minimizan las pérdidas en los cables aunque varíe el punto de operación.

### 5.2.2 Red Mallada HVDC con $n$ Terminales

En este apartado se extiende el estudio anterior al caso de que la red entre los terminales del HVDC sea mallada, aunque sin añadir nudos intermedios en la red HVDC. De nuevo hay que aplicar el método de los multiplicadores lagrangianos, y para una exposición más clara se aplicará en primer lugar a un caso particular y después a un caso general.

#### *Red Mallada con $n = 4$ Terminales*

La Figura 5.9 muestra una red HVDC mallada con  $n = 4$  terminales, donde hay  $nd = 2$  terminales que controlan la tensión continua mediante el control de droop (el 1 y el 2), y hay  $(n - nd) = 2$  terminales en los que su corriente ya viene determinada (el 3 y el 4).

Para facilitar la generalización de este caso, se han enumerado de forma similar las resistencias y sus corrientes. Además, la numeración empieza por el nudo 1 ( $I_{1,2}, I_{1,3}, I_{1,4}$ ), después el nudo 2 ( $I_{2,3}, I_{2,4}$ ), y finalmente el nudo 3 ( $I_{3,4}$ ). El número total de resistencias o de ramas es pues:

$$r = (n - 1) + (n - 2) + \dots + 1 = \sum_{p=1}^{n-1} p = \frac{n(n-1)}{2} = \frac{4(4-1)}{2} = 6 \quad (5.35)$$

En este caso se pretende conocer cómo repartir la corriente entrante ( $-I_3 - I_4$ ) entre las corrientes salientes ( $I_1$  e  $I_2$ ) para que las pérdidas en los cables submarinos sean mínimas. Ahora la función (no lineal) de pérdidas que se desea minimizar y

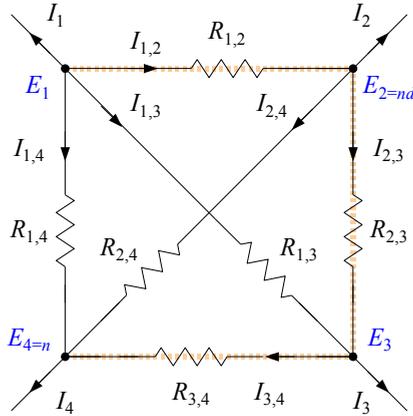


Figura 5.9: Red HVDC mallada con  $n = 4$  terminales

que se utiliza en el método de los multiplicadores lagrangianos, incluye todas las resistencias de la Figura 5.9 y es:

$$\begin{aligned}
 f(I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{3,4}) = & R_{1,2}I_{1,2}^2 + R_{1,3}I_{1,3}^2 + R_{1,4}I_{1,4}^2 + \\
 & R_{2,3}I_{2,3}^2 + R_{2,4}I_{2,4}^2 + \\
 & R_{3,4}I_{3,4}^2
 \end{aligned} \tag{5.36}$$

En cuanto a las restricciones, las corrientes  $I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{3,4}$  deben cumplir la primera ley de Kirchhoff en aquellos nodos donde sus corrientes están determinadas (nodos 3 y 4), por lo que el número de ecuaciones es  $(n - nd) = (4 - 2) = 2$ :

$$I_3 = I_{1,3} + I_{2,3} - I_{3,4} \tag{5.37}$$

$$I_4 = I_{1,4} + I_{2,4} + I_{3,4} \tag{5.38}$$

Además también deben cumplir la segunda ley de Kirchhoff que se deberá aplicar a todos los caminos cerrados del circuito de la Figura 5.9. Para que las ecuaciones obtenidas sean linealmente independientes entre sí se aplicará el *método de los lazos básicos*, (Prieto y col., 1990). Para ello se define el árbol formado por las resistencias externas y que se ha marcado en color naranja ( $R_{1,2}, R_{2,3}, R_{3,4}$ ). Dicho árbol tiene  $(n - 1) = (4 - 1) = 3$  ramas.

La segunda ley de Kirchhoff se aplica a cada uno de los eslabones del circuito<sup>3</sup>, por lo que el número de ecuaciones es  $r - (n - 1) = 6 - (4 - 1) = 3$ . Se tienen  $(n - 2) = 2$  ecuaciones para los caminos que empiezan en el nudo 1:

<sup>3</sup>El camino cerrado está formado por ramas del árbol y un sólo eslabón.

$$R_{1,2}I_{1,2} + R_{2,3}I_{2,3} = R_{1,3}I_{1,3} \quad (5.39)$$

$$R_{1,2}I_{1,2} + R_{2,3}I_{2,3} + R_{3,4}I_{3,4} = R_{1,4}I_{1,4} \quad (5.40)$$

$(n - 3) = 1$  ecuaciones para los caminos que empiezan en el nudo 2:

$$R_{2,3}I_{2,3} + R_{3,4}I_{3,4} = R_{2,4}I_{2,4} \quad (5.41)$$

y se sigue con este criterio hasta escribir  $(n - (n - 1)) = 1$  ecuaciones que empiezan en el nudo  $(n - 2) = 2$ , que en este caso se trata de la ecuación anterior.

El número total de restricciones es  $(n - nd) + r - (n - 1) = 5$ . Ahora ya se puede definir la función lagrangiana que es:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}(I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{3,4}, \lambda_1, \dots, \lambda_5) = & \\ & R_{1,2}I_{1,2}^2 + R_{1,3}I_{1,3}^2 + R_{1,4}I_{1,4}^2 + R_{2,3}I_{2,3}^2 + R_{2,4}I_{2,4}^2 + R_{3,4}I_{3,4}^2 + \\ & \lambda_1 (I_3 - I_{1,3} - I_{2,3} + I_{3,4}) + \\ & \lambda_2 (I_4 - I_{1,4} - I_{2,4} - I_{3,4}) + \\ & \lambda_3 (R_{1,2}I_{1,2} + R_{2,3}I_{2,3} - R_{1,3}I_{1,3}) + \\ & \lambda_4 (R_{1,2}I_{1,2} + R_{2,3}I_{2,3} + R_{3,4}I_{3,4} - R_{1,4}I_{1,4}) + \\ & \lambda_5 (R_{2,3}I_{2,3} + R_{3,4}I_{3,4} - R_{2,4}I_{2,4}) \end{aligned} \quad (5.42)$$

y las condiciones necesarias de primer orden para encontrar la solución óptima son:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_{1,2}} = 2R_{1,2}I_{1,2} + \lambda_3 R_{1,2} + \lambda_4 R_{1,2} = 0 \quad (5.43)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_{1,3}} = 2R_{1,3}I_{1,3} - \lambda_1 - \lambda_3 R_{1,3} = 0 \quad (5.44)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_{1,4}} = 2R_{1,4}I_{1,4} - \lambda_2 - \lambda_4 R_{1,4} = 0 \quad (5.45)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_{2,3}} = 2R_{2,3}I_{2,3} - \lambda_1 + \lambda_3 R_{2,3} + \lambda_4 R_{2,3} + \lambda_5 R_{2,3} = 0 \quad (5.46)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_{2,4}} = 2R_{2,4}I_{2,4} - \lambda_2 - \lambda_5 R_{2,4} = 0 \quad (5.47)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial I_{3,4}} = 2R_{3,4}I_{3,4} + \lambda_1 - \lambda_2 + \lambda_4 R_{3,4} + \lambda_5 R_{3,4} = 0 \quad (5.48)$$

y:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\lambda_1} = I_3 - I_{1,3} - I_{2,3} + I_{3,4} = 0 \quad (5.49)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\lambda_2} = I_4 - I_{1,4} - I_{2,4} - I_{3,4} = 0 \quad (5.50)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\lambda_3} = R_{1,2}I_{1,2} + R_{2,3}I_{2,3} - R_{1,3}I_{1,3} = 0 \quad (5.51)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\lambda_4} = R_{1,2}I_{1,2} + R_{2,3}I_{2,3} + R_{3,4}I_{3,4} - R_{1,4}I_{1,4} = 0 \quad (5.52)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\lambda_5} = R_{2,3}I_{2,3} + R_{3,4}I_{3,4} - R_{2,4}I_{2,4} = 0 \quad (5.53)$$

o bien en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} 2R_{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{1,2} & R_{1,2} & 0 \\ 0 & 2R_{1,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -R_{1,3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2R_{1,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -R_{1,4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2R_{2,3} & 0 & 0 & -1 & 0 & R_{2,3} & R_{2,3} & R_{2,3} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2R_{2,4} & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -R_{2,4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2R_{3,4} & 1 & -1 & 0 & R_{3,4} & R_{3,4} \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_{1,2} & -R_{1,3} & 0 & R_{2,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_{1,2} & 0 & -R_{1,4} & R_{2,3} & 0 & R_{3,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{2,3} & -R_{2,4} & R_{3,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{1,2} \\ I_{1,3} \\ I_{1,4} \\ I_{2,3} \\ I_{2,4} \\ I_{3,4} \\ \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \\ \lambda_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ -I_3 \\ -I_4 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.54)$$

Una vez resuelto el sistema de ecuaciones, se pueden calcular las corrientes en los terminales que controlan la tensión continua mediante el droop ( $I_1$  e  $I_2$ ):

$$I_1 = -I_{1,2} - I_{1,3} - I_{1,4} \quad (5.55)$$

$$I_2 = I_{1,2} - I_{2,3} - I_{2,4} \quad (5.56)$$

pero las expresiones que resultan, a diferencia de lo que ocurre en la red radial, no permiten sacar como factor común la corriente entrante ( $-I_3 - I_4$ ). El resultado es que con la red mallada sí que es necesario un canal de comunicaciones entre los terminales del HVDC para conocer dichas corrientes y poder calcular  $I_1$  e  $I_2$ .

El resultado obtenido corresponde a un mínimo, pues se verifican las condiciones necesarias de segundo orden. Efectivamente, si se construye la matriz hessiana de  $\mathcal{L}(I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{3,4}, \lambda_1, \dots, \lambda_5)$ , su determinante:

$$\det \mathcal{H}(\mathcal{L}(I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{3,4}, \lambda_1, \dots, \lambda_5)) =$$

$$\begin{vmatrix} 2R_{1,2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_{1,2} & R_{1,2} & 0 \\ 0 & 2R_{1,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -R_{1,3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2R_{1,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -R_{1,4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2R_{2,3} & 0 & 0 & -1 & 0 & R_{2,3} & R_{2,3} & R_{2,3} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2R_{2,4} & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -R_{2,4} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2R_{3,4} & 1 & -1 & 0 & R_{3,4} & R_{3,4} \\ 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_{1,2} & -R_{1,3} & 0 & R_{2,3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ R_{1,2} & 0 & -R_{1,4} & R_{2,3} & 0 & R_{3,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{2,3} & -R_{2,4} & R_{3,4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \quad (5.57)$$

se ha comprobado que es negativo:

$$\det \mathcal{H}(\mathcal{L}(I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{3,4}, \lambda_1, \dots, \lambda_5)) = -2R_{1,2} (2R_{2,3}^2 R_{1,4} R_{2,4}^2 R_{1,3} + 2R_{2,3}^2 R_{3,4} R_{2,4}^2 R_{1,3} + \dots + 2R_{2,3} R_{1,4}^2 R_{1,3} R_{1,2} R_{3,4}) < 0 \quad (5.58)$$

### Red Mallada con $n$ Terminales

El resultado anterior se puede extender al caso de una red mallada HVDC con  $n$  terminales como la mostrada en la Figura 5.10. Los terminales  $1, 2, \dots, nd$  controlan la tensión continua del HVDC y los terminales  $nd + 1, nd + 2, \dots, n$  controlan la potencia activa. El número total de ramas es:

$$r = \frac{n(n-1)}{2} \quad (5.59)$$

La función (no lineal) de pérdidas que se desea minimizar y que se utiliza en el método de los multiplicadores lagrangianos, incluye todas las resistencias de dicha figura y es:

$$f(I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{n-1,n}) = \sum_{p=1}^{n-1} \sum_{q=p+1}^n R_{pq} I_{pq}^2 \quad (5.60)$$

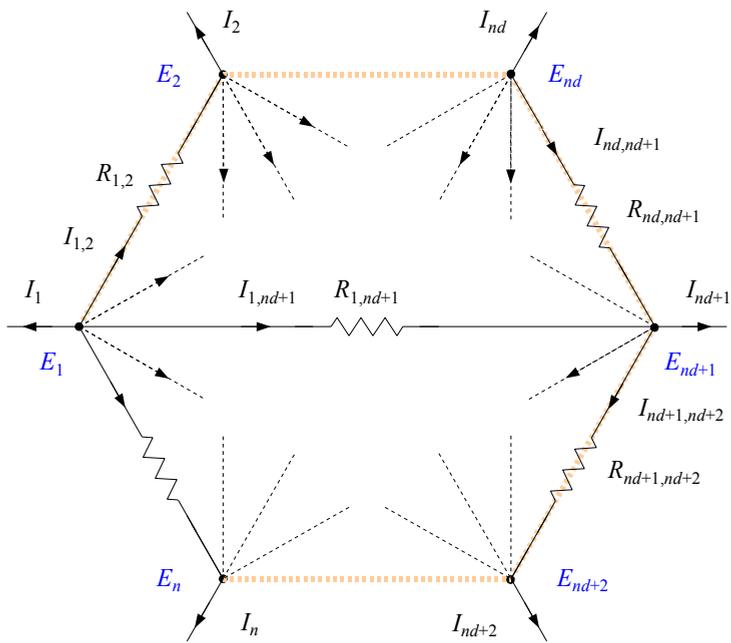


Figura 5.10: Red HVDC mallada con  $n$  terminales

Las  $(n - nd)$  restricciones al aplicar la primera ley de Kirchhoff a los nudos  $nd + 1, \dots, n$  son:

$$I_p = \sum_{\substack{q=1 \\ p>1}}^{p-1} I_{qp} - \sum_{\substack{q=p+1 \\ p<n}}^n I_{pq}, \quad p = nd + 1, \dots, n \quad (5.61)$$

y las  $r - (n - 1)$  restricciones al aplicar la segunda ley de Kirchhoff a los caminos cerrados formados por ramas del árbol marcado en naranja en la Figura 5.10 y un sólo eslabón, son:

$$\sum_{p=g}^h R_{p,p+1} I_{p,p+1} = R_{g,h+1} I_{g,h+1}, \quad g = 1, 2, \dots, n - 2, \quad h = g + 1, \dots, n - 1 \quad (5.62)$$

por lo que el número total de restricciones es  $(r - nd + 1)$ .

El resto del procedimiento sigue las mismas pautas que en el caso particular anterior: primero se define la función lagrangiana y después se escriben las condiciones necesarias de primer orden para encontrar la solución óptima, es decir, para calcular  $I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{n-1,n}$  que, a su vez, permiten finalmente obtener las corrientes  $I_1, I_2, \dots, I_{nd}$ .

También ahora hay que comprobar que se trata de un mínimo, es decir, que se verifican las condiciones necesarias de segundo orden. Para ello el determinante de la matriz hessiana debe cumplir:

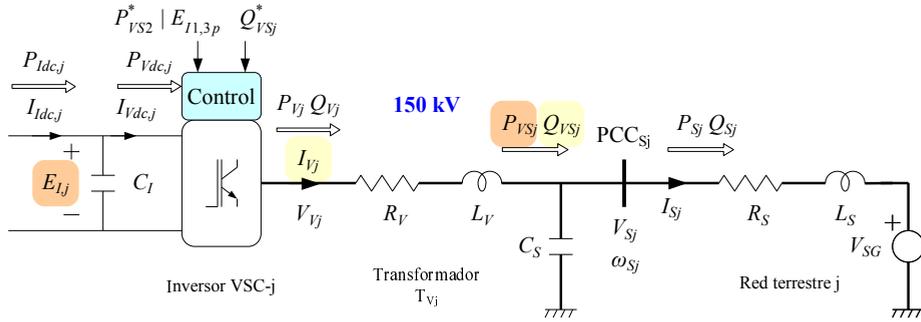
$$\det \mathcal{H} (\mathcal{L} (I_{1,2}, I_{1,3}, \dots, I_{n-1,n}, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_{r-nd+1})) < 0 \quad (5.63)$$

aunque en este caso no se ha elaborado una expresión compacta por su complejidad<sup>4</sup>.

### 5.3 ESTABILIDAD DINÁMICA DE LOS CONVERTIDORES VSC

En esta sección se estudia la estabilidad de cada convertidor VSC conectado a la red terrestre de transporte, junto con las estrategias de control propuestas. El análisis se realiza utilizando el circuito equivalente monopolar de la Figura 5.11 puesto que se considera que el circuito bipolar está funcionando de forma simétrica.

<sup>4</sup>Por ejemplo la ecuación 5.58, con sólo  $nd = 2$  y  $n = 4$ , consta de 70 sumandos distintos.



**Figura 5.11:** Red de transporte y equivalente monopolar del convertidor VSC-j

Los modelos validados del convertidor VSC de esta sección se utilizan en la siguiente sección para estudiar la estabilidad del sistema multipunto completo.

### 5.3.1 Variables y Ecuaciones de Estado

En el capítulo del enlace punto-a-punto se han descrito las variables y las ecuaciones del inversor VSC cuando éste último controla la tensión continua del enlace HVDC mediante la corriente activa  $I_{Vd}^*$ . En ese caso las variables de estado eran:

$$[x]_{1...2} = [I_{Vd}, I_{Vq}] : \text{Bobina de } T_V \quad (5.64)$$

$$[x]_{3...4} = [I_{Sd}, I_{Sq}] : \text{Bobina de } Z_S \quad (5.65)$$

$$[x]_5 = [V_{Sd}] : \text{Condensador } C_S \quad (5.66)$$

$$[x]_6 = [E_I^2] : \text{Condensador } C_I \quad (5.67)$$

$$[x]_7 = [\theta_S] : \text{Ángulo de } V_S \quad (5.68)$$

$$[x]_{8...9} = [x_{Vd}, x_{Vq}] : \text{Reguladores PI de corrientes} \quad (5.69)$$

$$[x]_{10} = [x_{EI}] : \text{Regulador PI de tensión} \quad (5.70)$$

las entradas de control:

$$[u]_{1...2} = [E_I^{2*}, Q_{VS}^*] : \text{Tensión continua y potencia reactiva} \quad (5.71)$$

y las perturbaciones:

$$[v]_{1...3} = [I_{Idc}, |V_{SG}|, \theta_{SG}] : \text{Corriente continua y tensión de Thevenin} \quad (5.72)$$

El término derivada respecto del tiempo de cada variable de estado se muestra en color azul en aquella ecuación que da lugar a la correspondiente ecuación de estado.

En este apartado no se repiten las ecuaciones y solamente se explican las diferencias. Para empezar, la corriente continua  $I_{Idc,j}$  ahora puede tomar valores tanto positivos como negativos.

En cuanto a los convertidores VSC-1 y VSC-3, éstos controlan las tensiones del enlace de continua,  $E_{I1}$  e  $E_{I3}$  respectivamente, mediante reguladores proporcionales (droop):

$$I_{Vdc1,3}^* = k_{droop1,3} (E_{I1,3} - E_{Ilow1,3}) \quad (5.73)$$

y las corrientes  $I_{Vdc1,3}^*$  se controlan a su vez mediante reguladores PI:

$$I_{Vd}^* = K_{Pdroop1,3} (I_{Vdc1,3}^* - I_{Vdc1,3}) + \frac{1}{T_{Idroop1,3}} x_{droop1,3} \quad (5.74)$$

por lo que las variables de estado  $[x_{EI1,3}]$ , ecuación 5.70, se sustituyen por las variables de estado  $[x_{droop1,3}]$  cuyas ecuaciones de estado son:

$$\frac{dx_{droop1,3}}{dt} = I_{Vdc1,3}^* - I_{Vdc1,3} \quad (5.75)$$

y la entrada de control es:

$$[u_{1,3}]_1 = [Q_{VS1,3}^*] : \text{Potencia reactiva} \quad (5.76)$$

En la Tabla 5.1 se muestran de nuevo los parámetros del control de los convertidores VSC-1 y VSC-3. La inversa de  $k_{droop}$  se corresponde con una pendiente del 4 % para VSC-1 y del 8 % para VSC-3. Los valores elegidos cumplen las condiciones para que sean mínimas las pérdidas en los cables del enlace HVDC, es decir,  $E_{Ilow1} = E_{Ilow3}$  y  $R_C k_{droop1} = 2R_C k_{droop3}$ . En cuanto a la ganancia  $K_{Pdroop}$  y a la constante de integración  $T_{Idroop}$  éstas se han elegido a partir del análisis del lugar de las raíces que se realiza en el siguiente apartado.

Respecto al convertidor VSC-2, éste utiliza la corriente activa para controlar la potencia activa entregada por el convertidor:

$$I_{V2d}^* = \frac{1}{3V_{S2d}} P_{VS2}^* \quad (5.77)$$

Parámetro	VSC-1	VSC-3
$k_{droop}$ (A/V)	0,11111111	0,05555556
$E_{Ilow}$ (kV)	288	288
Ganancia $K_{Pdroop}$	0,1	0,1
Constante de integración $T_{Idroop}$	0,2	0,2

**Tabla 5.2:** Parámetros del control de los convertidores VSC-1,3 (equivalentes monopolaes)

por lo que las entradas de control son:

$$[u_2]_{1\dots 2} = [P_{V_{S2}}^*, Q_{V_{S2}}^*] : \text{Potencia activa y potencia reactiva} \quad (5.78)$$

Además VSC-2 no controla la tensión continua del enlace HVDC, por lo que dicha tensión deja de ser una variable de estado y se convierte en una perturbación, y ya no interviene la variable de estado  $[x_{EI}]$  del regulador PI de la tensión  $E_{I2}$ , ecuación 5.70. Por lo tanto ya no es necesaria la ecuación de estado de la tensión  $E_{I2}$  y las perturbaciones son:

$$[v_2]_{1\dots 3} = [E_{I2}, |V_{SG}|, \theta_{SG}] : \text{Tensión continua y tensión de Thevenin} \quad (5.79)$$

### **Respuesta de VSC-1,3 a un escalón en la corriente $I_{Idc1,3}$**

En este apartado se estudia un convertidor que controla la tensión continua mediante un droop, como pueden ser VSC-1 o VSC-3. Los valores de los parámetros elegidos son  $k_{droop} = 0,0888889$ ,  $E_{Ilow} = 292,5$  kV,  $K_{Pdroop} = 0,1$  y  $T_{Idroop} = 0,2$ . La inversa de  $k_{droop}$  se corresponde con una pendiente del 5 %, un valor intermedio al elegido para los convertidores VSC-1 y VSC-3.

La Figura 5.12 muestra la respuesta del convertidor ante un escalón de 1 A en la perturbación  $I_{Idc}$ , obtenida mediante el análisis explicado (color rojo) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). La referencia de potencia reactiva es  $Q_{V_S}^* = -60,0$  MVar e inicialmente la potencia entregada por el convertidor es  $P_V = 399,9$  MW.

Se puede comprobar en dicha figura la exacta coincidencia entre ambos resultados, lo cual valida el sistema de ecuaciones de estado obtenido para un convertidor como el VSC-1 ó el VSC-3. También se puede observar un pequeño acoplamiento inicial entre las corrientes  $I_{Vd}$  e  $I_{Vq}$ . Además ésta última contiene una componente de alta frecuencia (292 Hz) pero que tiene poca amplitud en las otras respuestas.

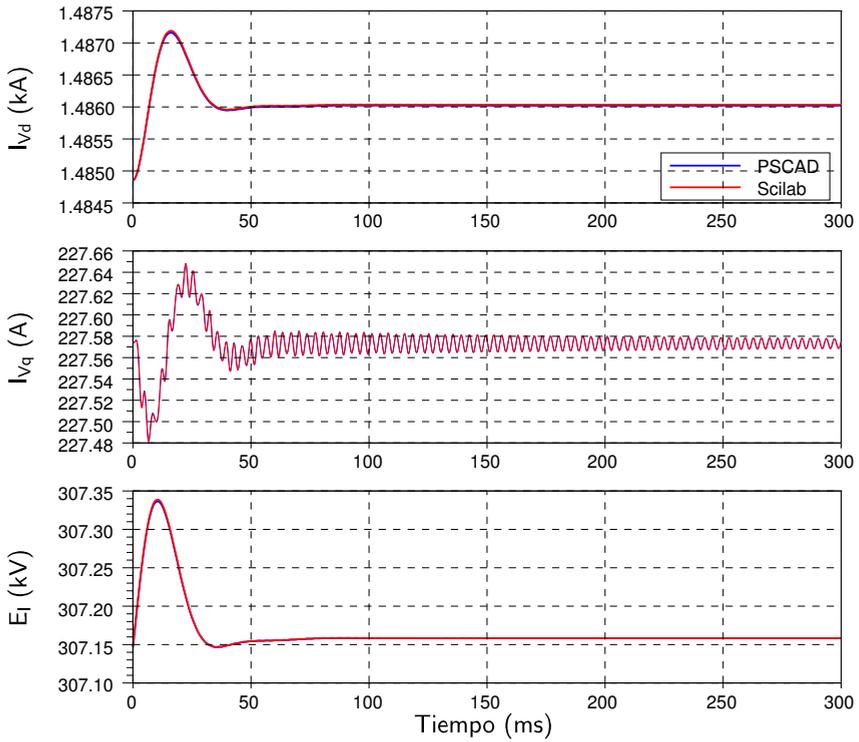
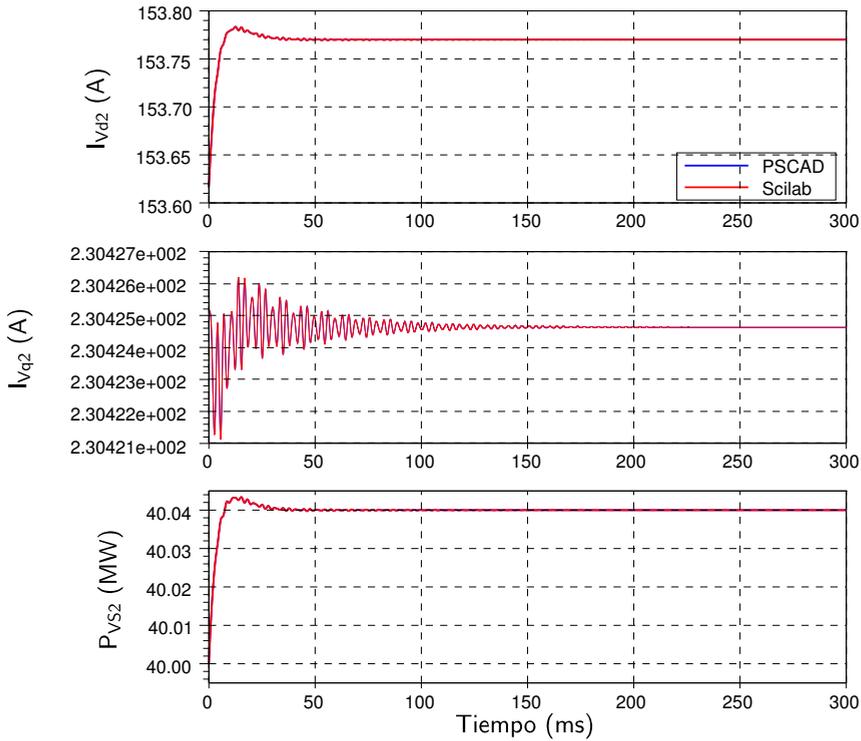


Figura 5.12: Respuesta a un escalón en  $I_{dc}$

**Respuesta de VSC-2 a un escalón en la potencia  $P_{VS2}$**

La Figura 5.13 muestra la respuesta del convertidor VSC-2 ante un escalón de 40 kW en la entrada  $P_{VS2}^*$ , obtenida mediante el análisis descrito (color rojo) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). La referencia de potencia reactiva es  $Q_{VS}^* = -60,0$  MVar y la potencia inicial del convertidor es  $P_{VS2} = 40$  MW.



**Figura 5.13:** Respuesta a un escalón en  $P_{VS2}^*$

En dicha figura se puede comprobar de nuevo la perfecta coincidencia entre ambos resultados, lo cual valida el sistema de ecuaciones de estado obtenido para el convertidor VSC-2. También se puede observar un pequeño acoplamiento inicial entre las corrientes  $I_{Vd}$  e  $I_{Vq}$ . Además ésta última contiene una componente de alta frecuencia (308 Hz) pero que tiene poca amplitud en las otras respuestas.

### 5.3.2 Lugar de las Raíces de VSC-1,3

En este apartado se analiza el lugar de las raíces cuando se modifican los parámetros del regulador PI de un convertidor que controla la tensión continua mediante un droop, como pueden ser VSC-1 o VSC-3. Los valores de los parámetros elegidos son  $k_{droop} = 0,0888889$  y  $E_{low} = 292,5$  kV. La inversa de  $k_{droop}$  se corresponde con una pendiente del 5 %, un valor intermedio al elegido para los convertidores VSC-1 y VSC-3.

La Figura 5.14 muestra el lugar de las raíces cuando la constante de integración es  $T_{I droop} = 0,2$  y la ganancia  $K_{P droop}$  varía desde 0,01 (color oscuro) hasta 0,3 (color claro) en incrementos de 0,01 y pasando por el valor “nominal” de 0,1 (color rojo). En dicha figura se observa que la ganancia influye en la estabilidad del sistema y que es estable en el intervalo  $[0,06; 0,14]$ . El valor “nominal” elegido (0,1) se encuentra dentro de dicho intervalo.

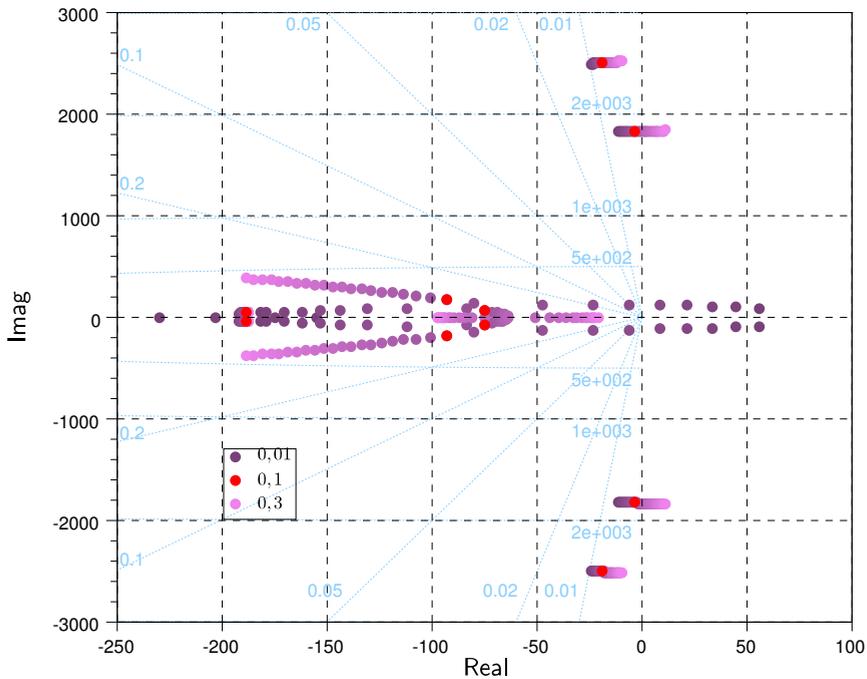
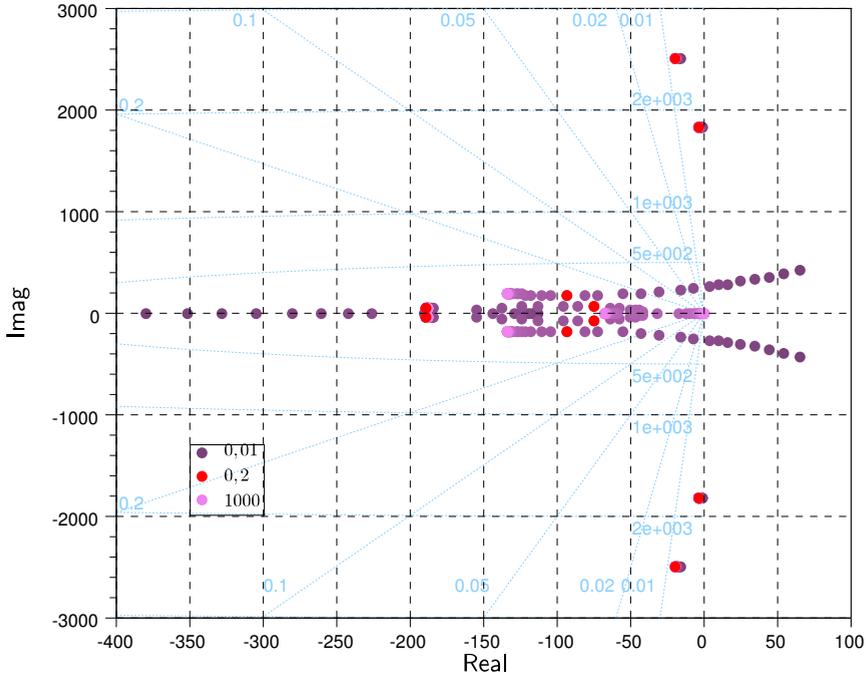


Figura 5.14: Lugar de las raíces en función de  $K_{P droop}$

La Figura 5.15 muestra el lugar de las raíces cuando la ganancia es  $K_{Pdroop} = 0,1$  y la constante de integración  $T_{Idroop}$  varía desde 0,01 (color oscuro) hasta 1000 (color claro)<sup>5</sup>, pasando por el valor “nominal” de 0,2 (color rojo).



**Figura 5.15:** Lugar de las raíces en función de  $T_{Idroop}$

De acuerdo con el detalle del lugar de las raíces que se muestra en la Figura 5.16, de nuevo la estabilidad se ve afectada y concretamente en este caso el sistema es estable cuando la constante de integración es mayor o igual a 0,05. El valor “nominal” elegido (0,2) cumple dicha condición.

<sup>5</sup>Los valores ensayados para  $T_{Idroop}$  son {0,01; 0,013; 0,016; 0,02; 0,025; 0,03; 0,035; 0,04; 0,05; 0,06; 0,08; 0,1; 0,12; 0,15; 0,17; 0,2; 0,25; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 12; 15; 17; 20; 25; 30; 50; 100; 200; 1000}.

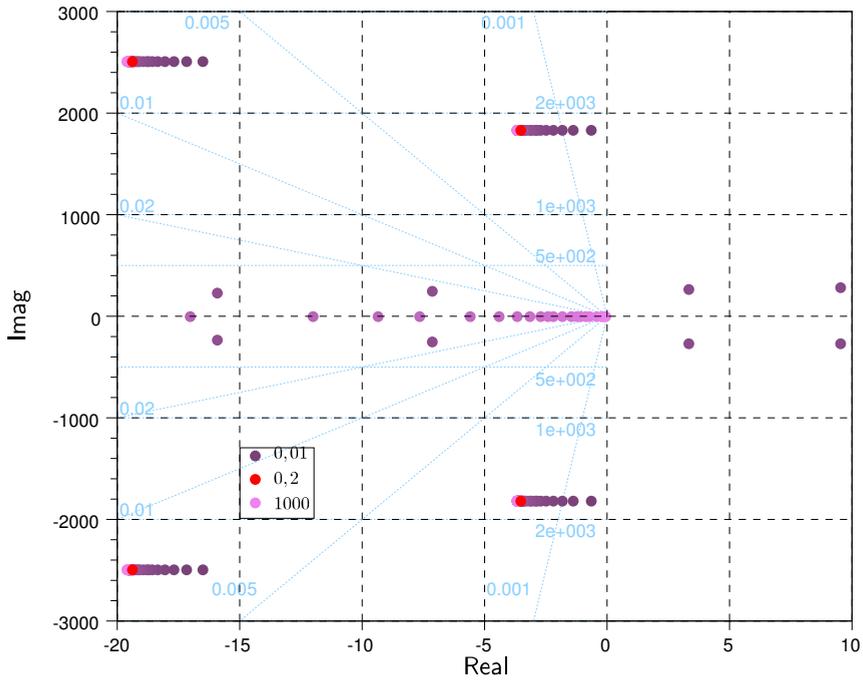


Figura 5.16: Lugar de las raíces en función de  $T_{I\text{droop}}$  (detalle)

### 5.3.3 Contorno de las Raíces de VSC-2

En el convertidor VSC-2 las entradas son  $P_{VS}^*$  y  $Q_{VS}^*$ , y puede actuar como inversor o como rectificador, por lo que la potencia  $P_{VS}$  puede ser tanto positiva como negativa, respectivamente.

La Figura 5.17 muestra el contorno de las raíces cuando la potencia activa  $P_{VS}$  varía desde -400 MW (color oscuro) hasta 400 MW (color claro) en incrementos de 20 MW y pasando por el valor de 40 MW (color rojo). En dicha figura se observa que el sistema es estable en todos los casos.

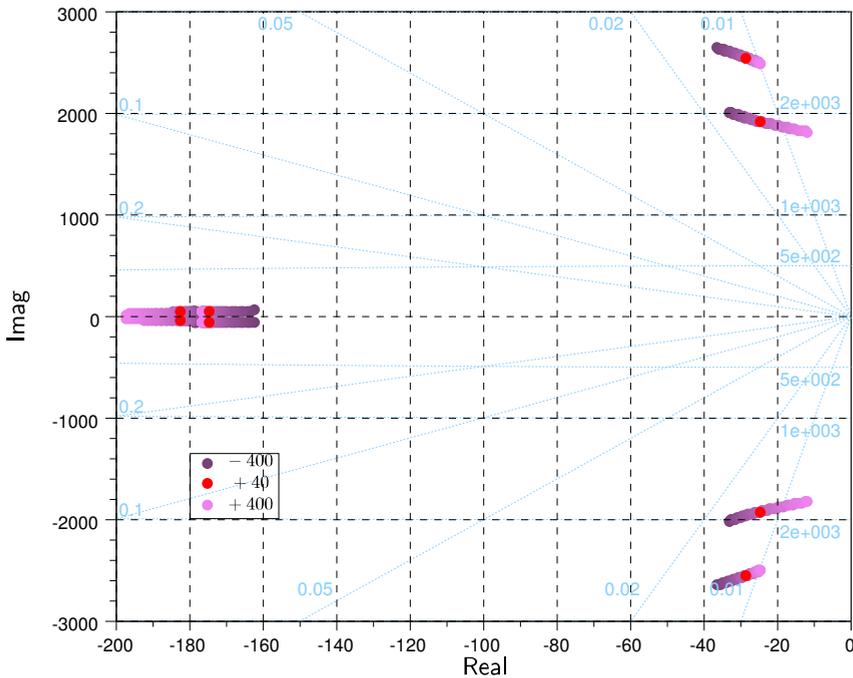
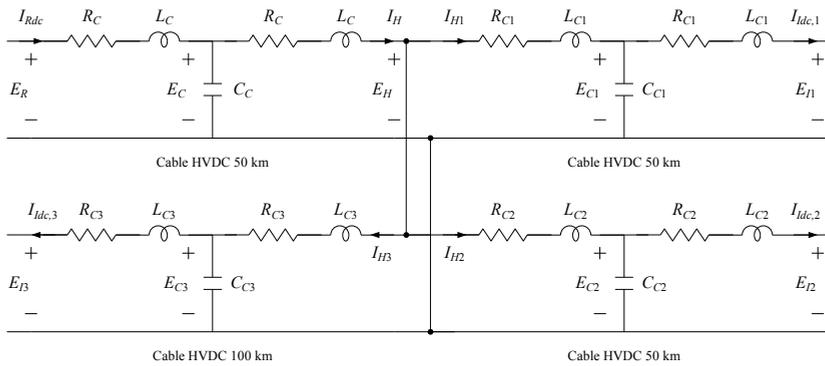


Figura 5.17: Contorno de las raíces en función de  $P_{VS}$

## 5.4 ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA MULTIPUNTO

El sistema multipunto completo que se analiza en esta sección está formado por la unión de distintos subsistemas ya estudiados anteriormente por separado: el parque eólico conectado al enlace HVDC a través del rectificador de diodos, los convertidores VSC-1 y VSC-3 que controlan la tensión del enlace de continua, y el convertidor VSC-2 que controla la potencia activa entregada a su red terrestre de transporte<sup>6</sup>. Por lo tanto el único subsistema a añadir es la red radial HVDC que interconecta los distintos terminales mediante cables submarinos.

El análisis de los componentes bipolares se realiza de nuevo utilizando el modelo monopolar equivalente, pues se supone que el sistema funciona de forma simétrica. La Figura 5.18 muestra el modelo monopolar propuesto para la red radial HVDC donde, para los cables submarinos, se utiliza el modelo en "T". Dadas las longitudes de los cables, el valor de los parámetros son:  $R_C = R_{C1} = R_{C2} = \frac{R_{C3}}{2} = 0,8456 \Omega$ ,  $L_C = L_{C1} = L_{C2} = \frac{L_{C3}}{2} = 30,45 \text{ mH}$  y  $C_C = C_{C1} = C_{C2} = \frac{C_{C3}}{2} = 5,784 \mu\text{F}$ .



**Figura 5.18:** Red radial HVDC que conecta el parque eólico ( $I_{Rdc}$ ) con los convertidores VSC-1, VSC-2 y VSC-3 ( $I_{Idc,j}$ ,  $j = 1, 2, 3$ )

En cuanto al control en el parque eólico, se considera que los aerogeneradores funcionan en el punto óptimo de potencia, por lo que en el parque eólico se controlan las potencias activas  $P_{Fi}$ ,  $i = 1, 2, \dots, 5$ , entregadas a la red (en lugar de la tensión  $V_{Fd}$ ) y la frecuencia angular  $\omega_F$  de la red marina.

<sup>6</sup>El esquema eléctrico del circuito resultante y su control se muestra en la Figura 5.24.

### 5.4.1 Variables y Ecuaciones de Estado

En este apartado intervienen subsistemas que ya se han descrito anteriormente, por lo que solamente se destacarán los cambios a realizar en sus análisis. También se describirán las nuevas variables de estado asociadas a la red radial HVDC así como sus ecuaciones de estado. El término derivada respecto del tiempo de cada variable de estado se muestra en color azul en aquella ecuación que da lugar a la correspondiente ecuación de estado.

Respecto al parque eólico marino conectado al punto común de conexión  $PCC_H$  a través del rectificador de diodos y que se ha estudiado en el capítulo anterior, la corriente  $I_{Idc}$  que se entregaba al inversor pasa a denominarse  $I_H$ , y ahora se entrega al nudo común de la red radial HVDC, Figura 5.18. Además la perturbación  $E_I$  pasa a denominarse  $E_H$  y depende de distintas variables de estado del sistema multipunto.

En cuanto a los inversores VSC-1 y VSC-3, las perturbaciones  $I_{Idc,1}$  e  $I_{Idc,3}$  pasan a ser variables de estado.

Las nuevas variables de estado están asociadas a los cables submarinos que unen los convertidores VSC con  $PCC_H$ <sup>7</sup> y al condensador  $C_I$  del convertidor VSC-2:

$$[x]_{1...3} = [E_{Cj}] : \text{Condensadores } C_{Cj} \quad (5.80)$$

$$[x]_{6...8} = [I_{Idc,j}] : \text{Bobinas } L_{Cj} \quad (5.81)$$

$$[x]_{4...5} = [I_{H2}, I_{H3}] : \text{Bobinas } L_{C2} \text{ y } L_{C3} \quad (5.82)$$

$$[x]_9 = [E_{I2}^2] : \text{Condensador } C_I \quad (5.83)$$

La corriente  $I_{H1}$  no se ha considerado porque es función de las variables de estado  $I_H$ ,  $I_{H2}$  e  $I_{H3}$ . Así pues es necesario añadir en total nueve ecuaciones de estado.

Las ecuaciones de los condensadores  $C_{Cj}$  son:

$$(I_H - I_{H2} - I_{H3}) - I_{Idc,1} = C_{C1} \frac{dE_{C1}}{dt} \quad (5.84)$$

$$I_{H2} - I_{Idc,2} = C_{C2} \frac{dE_{C2}}{dt} \quad (5.85)$$

$$I_{H3} - I_{Idc,3} = C_{C3} \frac{dE_{C3}}{dt} \quad (5.86)$$

<sup>7</sup>El cable que une el rectificador con  $PCC_H$  ya está considerado en el subsistema “parque eólico conectado”.

Las ecuaciones de las bobinas  $L_{Cj}$  son no lineales:

$$E_{Cj} = L_{Cj} \frac{dI_{dc,j}}{dt} + R_{Cj} I_{dc,j} + \sqrt{E_{Ij}^2} \quad (5.87)$$

En cuanto a las ecuaciones de las bobinas  $L_{C2}$  y  $L_{C3}$ , éstas se obtienen resolviendo el siguiente sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas ( $E_H$ ,  $\frac{dI_{H2}}{dt}$ ,  $\frac{dI_{H3}}{dt}$  e  $\frac{dI_H}{dt}$ ):

$$E_H = L_{C2} \frac{dI_{H2}}{dt} + R_{C2} I_{H2} + E_{C2} \quad (5.88)$$

$$E_H = L_{C3} \frac{dI_{H3}}{dt} + R_{C3} I_{H3} + E_{C3} \quad (5.89)$$

$$E_H = L_{C1} \left( \frac{dI_H}{dt} - \frac{dI_{H2}}{dt} - \frac{dI_{H3}}{dt} \right) + R_{C1} (I_H - I_{H2} - I_{H3}) + E_{C1} \quad (5.90)$$

$$E_H = -L_C \frac{dI_H}{dt} - R_C I_H + E_C \quad (5.91)$$

Por último, la ecuación del condensador  $C_I$  junto con el balance de potencias del convertidor VSC-2 conducen a la *ecuación de estado* no lineal de la variable  $E_{I2}^2$ :

$$E_{I2} I_{dc,2} - 3V_{V2d} I_{V2d} - 3V_{V2q} I_{V2q} = \frac{C_I}{2} \frac{dE_{I2}^2}{dt} \quad (5.92)$$

donde las tensiones  $V_{V2d}$  y  $V_{V2q}$  vienen dadas por los bucles de control de corrientes ya explicados.

### ***Respuesta a un escalón en la potencia $P_{F5}$***

La Figura 5.19 representa la respuesta del sistema multipunto ante un escalón de 1 MW en la entrada  $P_{F5}^*$ , obtenida mediante el análisis descrito (color rojo) y superpuesta a la que se obtiene mediante simulación con PSCAD (color azul). Inicialmente las referencias son:  $P_{Fi}^* = 1$  pu,  $\omega_F^* = 50$  Hz,  $Q_{VSj}^* = -0,15$  pu y  $P_{VS2}^* = 0,25$  pu, con  $i = 1, 2, \dots, 5$  y  $j = 1, 2, 3$ .

Para facilitar la comparación entre el resultado analítico y la simulación, se han filtrado ambas señales mediante un filtro paso bajo cuya constante de tiempo es de 1 ms. De este modo se reduce la amplitud de los 12 pulsos por ciclo del rectificador HVDC.

En dicha Figura se observa que la potencia  $P_{F5}$  solamente tarda unos 5 ms en seguir su referencia. Al aumentar dicha potencia también lo hace la corriente activa

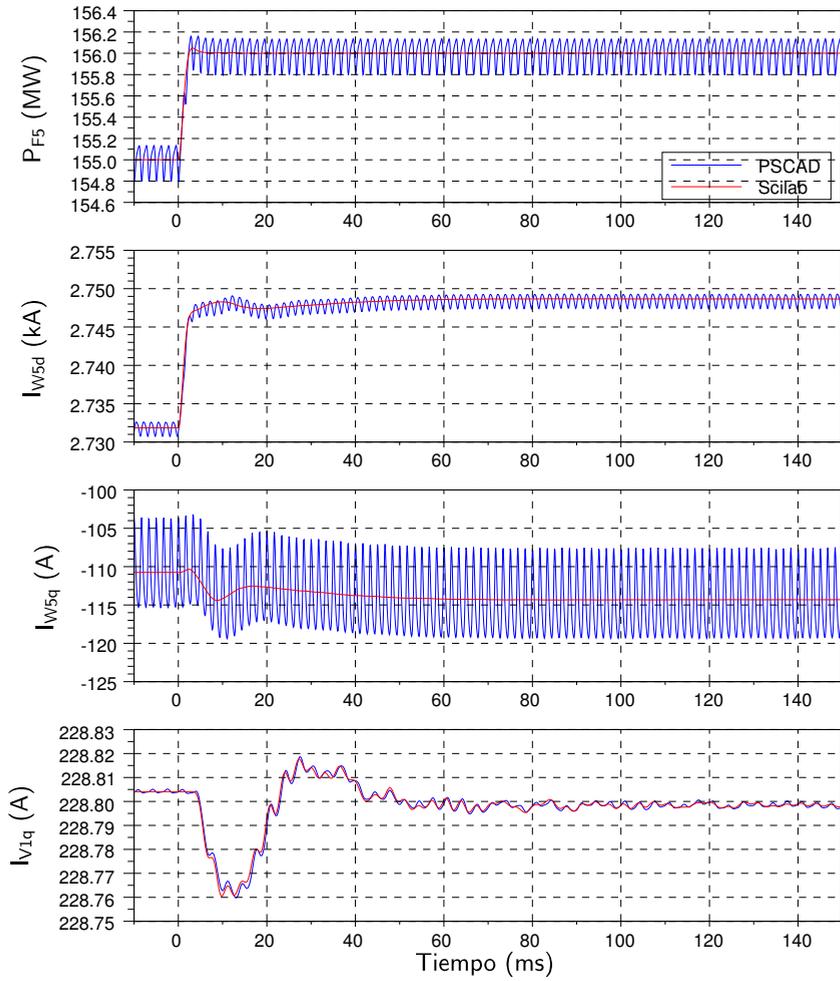


Figura 5.19: Respuesta a un escalón en  $P_{F5}^*$  (curvas filtradas)

$I_{W5d}$ . Para que la comparación tenga más validez, también se ha representado la respuesta del convertidor VSC-1, en concreto la corriente reactiva  $I_{V1q}$ .

En la misma Figura también se observa que la respuesta obtenida mediante análisis (Scilab) coincide con la respuesta obtenida mediante simulación (PSCAD), lo cual valida el sistema de 71 ecuaciones de estado que describen tanto el comportamiento de los componentes del sistema multipunto como las estrategias de control, cuando las entradas de control en el parque eólico son  $P_{Fi}^*$ .

### 5.4.2 Contorno de las Raíces

En este apartado se estudia la estabilidad del sistema multipunto cuando se varían algunos de sus parámetros. En la sección 5.2 se propone una relación entre las constantes del control de droop ( $k_{droop1}$  y  $k_{droop3}$ ) para minimizar las pérdidas en la red radial HVDC, pero falta elegir el valor de una de ellas, por ejemplo  $k_{droop3}$ . Este valor se elige en este apartado de modo que el sistema multipunto sea estable en todo el rango de funcionamiento.

En primer lugar se obtiene el contorno de las raíces para conocer el punto de operación más crítico, en el sentido de que sea el más inestable en función de los puntos de operación. El cálculo se realiza utilizando un valor de  $k_{droop3}$  que sea típico en los sistemas de potencia, por ejemplo 0,0555556, cuyo valor inverso se corresponde con una pendiente del 8 %.

Después, a partir del punto de operación más crítico, se analiza la estabilidad del sistema multipunto en función del valor de  $k_{droop3}$ .

#### *En función de las potencias entregadas*

La Figura 5.20 muestra el contorno de las raíces del sistema multipunto cuando la potencia  $P_{Fi}$  de cada aerogenerador agregado  $i$ ,  $i = 1, 2, \dots, 5$ , varía desde 0,1 (color oscuro) hasta 1 pu (color claro o rojo), en incrementos de 0,05 pu. La potencia entregada por el convertidor VSC-2 es  $P_{VS2}^* = 0,5$  pu. Las raíces más cercanas al semiplano positivo se muestran en la Figura 5.21.

De ambas Figuras se deduce que el sistema multipunto formado por el parque eólico conectado a la red radial HVDC con tres terminales VSC, a través de un rectificador de diodos, se mantiene estable para todo el rango de las potencias  $P_{Fi}$  si  $P_{VS2}^* = 0,5$  pu.

La potencia nominal de cada uno de los cuatro terminales es de 400 MW pero no siempre se puede alcanzar este valor. La Tabla 5.3 muestra los rangos de potencia admisibles en el terminal VSC-2 que controla la potencia entregada a la red de transporte terrestre, en función de la potencia entregada por el parque eólico,  $P_F$ .

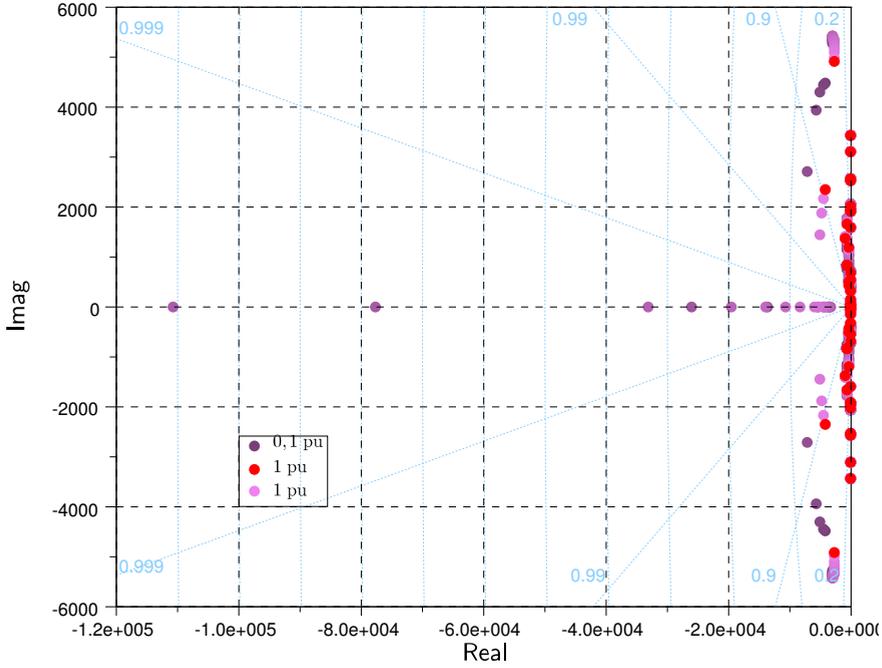
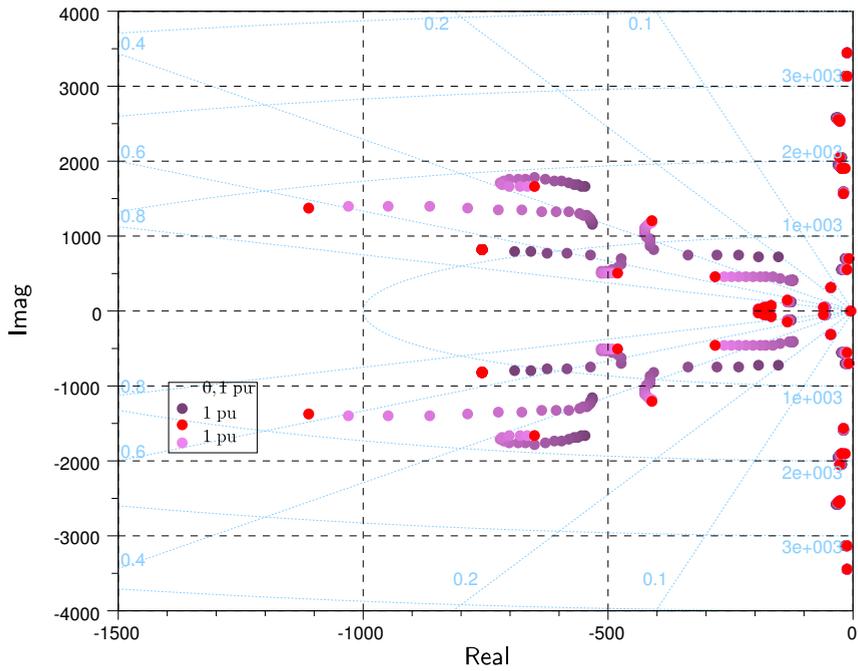


Figura 5.20: Contorno de las raíces del sistema multipunto en función de la potencia  $P_{F_i}$

$P_F$	VSC-1,min	VSC-1,max	VSC-2,min	VSC-2,max
0	-266,7	266,7	-400	400
100	-200	333,3	-400	400
200	-133,3	400	-400	400
300	-66,67	400	-300	400
400	0	400	-200	400

Tabla 5.3: Rangos de potencia admisibles (MW) cuando se opera minimizando las pérdidas en la red HVDC



**Figura 5.21:** Contorno de las raíces del sistema multipunto en función de la potencia  $P_{Fi}$  (detalle)

En dicha Tabla se considera que se opera minimizando las pérdidas en la red radial HVDC, por lo que la potencia entregada por VSC-1 es el doble que la entregada por VSC-2. En consecuencia cuando VSC-1 llegue a su potencia nominal de 400 MW entonces VSC-1 no supera los 200 MW. El resultado es que cuando la potencia entregada por el parque eólico es de 300 ó 400 MW entonces la potencia extraída de la red por VSC-2 debe ser de 300 ó 200 MW, respectivamente.

La Figura 5.22 muestra cómo influyen en la estabilidad tanto la potencia entregada por el parque  $P_F = \sum_{i=1}^5 P_{Fi}$  como la potencia  $P_{VS2}$  entregada por el convertidor VSC-2. En dicha Figura se muestran solamente las raíces más cercanas al semiplano positivo. Por lo explicado anteriormente, no se ha considerado el valor de  $P_{VS2} = -1$  pu.

En dicha Figura se observa que el sistema multipunto es menos estable conforme aumenta la potencia  $P_{VS2}$  entregada por el convertidor VSC-2. Las raíces que más influyen se han marcado con “1” y se observa claramente que se acercan al semiplano positivo al aumentar dicha potencia. El resultado es que el sistema es inestable cuando  $P_{VS} = 1$  pu y la potencia entregada por el parque eólico es mayor o igual a 350 MW.

### *En función de la constante $k_{droop3}$*

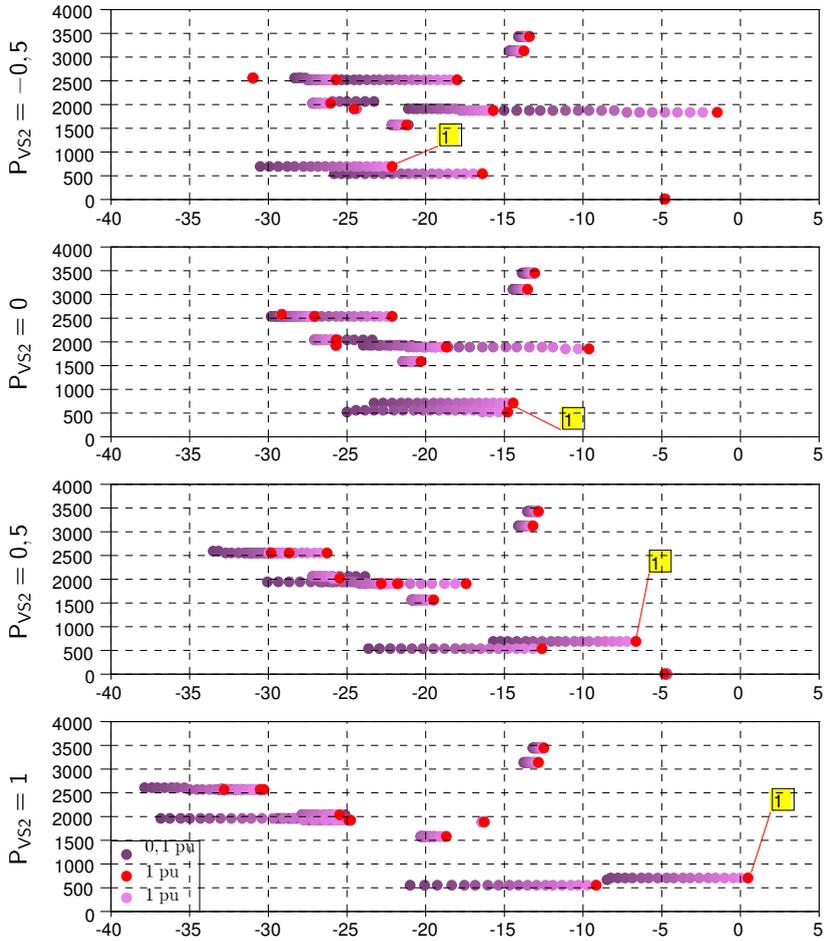
En este apartado se obtiene el valor de las constantes  $k_{droop1,3}$  para que el sistema multipunto sea estable en todos los puntos de funcionamiento descritos en el apartado anterior. Como se considera que el control actúa minimizando las pérdidas en la red radial HVDC, se cumple la ecuación 5.18 y por lo tanto se puede calcular  $k_{droop1}$  en función de  $k_{droop3}$ :

$$k_{droop1} = \frac{R_3}{R_1} k_{droop3} = \frac{2R_C}{R_C} k_{droop3} = 2k_{droop3} \quad (5.93)$$

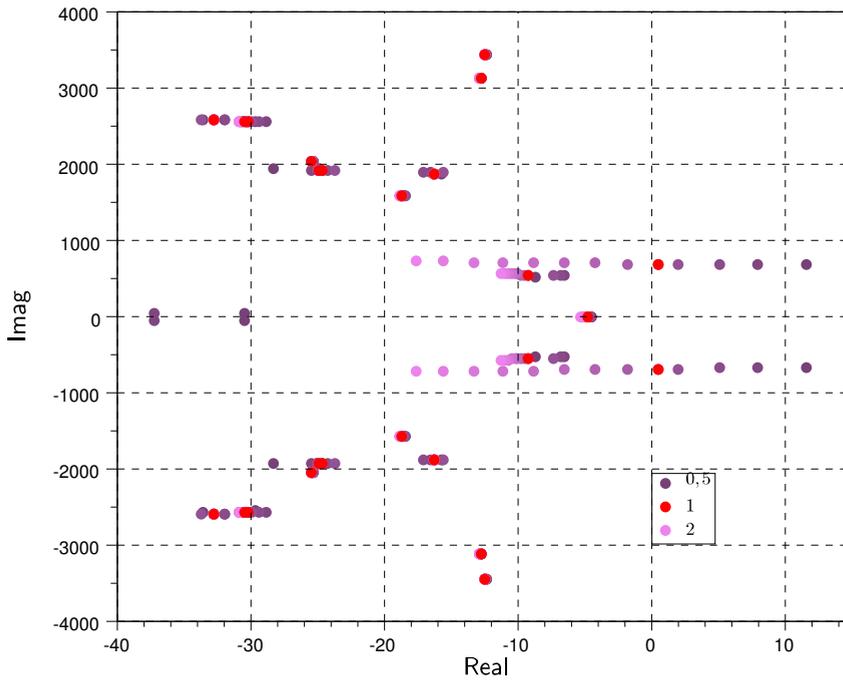
La Figura 5.23 muestra todas las raíces más cercanas al semiplano positivo del contorno de las raíces del sistema multipunto, en función de  $k_{droop3} = 0,0555556 \cdot K_3$ , donde  $K_3$  varía desde 0,5 (color oscuro) hasta 2 (color claro), pasando por el valor de 1 utilizado en este capítulo (rojo).

En dicha Figura se observa que el sistema multipunto es más estable cuanto mayor es el valor de  $K_3$ , concretamente el sistema es estable para valores de  $K_3$  mayores o iguales a 1,125.

A partir de estos resultados se elige  $k_{droop3} = 0,0555556 \cdot 1,25 = 0,0694445$  A/V, para que el sistema multipunto sea estable en todo el rango de funcionamiento, y por lo tanto  $k_{droop1} = 2k_{droop3} = 0,138889$  A/V. La inversa de estos valores se



**Figura 5.22:** Contorno de las raíces del sistema multipunto en función de la potencia  $P_{Fi}$  para distintos valores de  $P_{Vs2}$  (detalle)



**Figura 5.23:** Contorno de las raíces del sistema multipunto en función de  $K_3$  ( $k_{droop3} = 0,0555556 \cdot K_3$ ) (detalle)

corresponde con las pendientes del 5 % para VSC-1 y del 10 % para VSC-3, en lugar del 4 % y del 8 % respectivamente.

## 5.5 ENSAYOS, RESULTADOS Y VALORACIÓN

En esta sección se validan los modelos y las técnicas de control propuestos en la presente tesis mediante su simulación con PSCAD/EMTDC. El sistema que se ensaya se muestra en la Figura 5.24 y se trata de un enlace HVDC bipolar de cuatro terminales (multiterminal) híbrido, pues tres de ellos están formados por convertidores VSC y el cuarto es un rectificador que emplea diodos.

Los ensayos de esta sección resaltan la viabilidad del sistema y de las estrategias de control propuestas, tanto cuando se trata de un funcionamiento normal como cuando el sistema se ve sometido a faltas. Además, en el último caso el sistema opera sin que se ponga en peligro su integridad.

Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu, utilizando como base los valores nominales de los componentes. En los convertidores de red de los aerogeneradores, las magnitudes del lado de alterna están referidas al secundario (33 kV) y el valor base para las corrientes  $I_{Wi}$  de los convertidores de red de los aerogeneradores, es el nominal de la corriente total  $I_F$ .

Los convertidores VSC se estudian en modo bipolar, es decir, sin tener en cuenta su equivalente monopolar. Las tensiones, incluidas las de la red terrestre de alterna, están referidas al primario (75 kV) del transformador del inversor VSC. El valor base para las corrientes  $I_{Vp,m}$  es la mitad del valor nominal de la corriente total  $I_S$ . El valor base para las tensiones  $E_{Ip,m}$  es la mitad del valor nominal de la tensión total (300 kV).

### 5.5.1 Funcionamiento Programado

El sistema HVDC multipunto objeto de la tesis contiene cuatro terminales. Tres de ellos son convertidores VSC conectados a las respectivas redes terrestres de transporte y el cuarto es un rectificador con diodos conectado al parque eólico marino. En este apartado se muestra la respuesta temporal de dicho sistema durante su normal funcionamiento, cuyas características son:

- El parque eólico funciona en su punto óptimo y evacúa toda la potencia  $P_{Fi}$ ,  $i = 1, 2, \dots, 5$ , que capturan los aerogeneradores.
- Los convertidores VSC- $j$ ,  $j = 1, 2, 3$ , inyectan la potencia reactiva  $Q_{VSj}^*$  en función del valor programado para la potencia reactiva  $Q_{Sj}$  que se desea inyectar a la red.

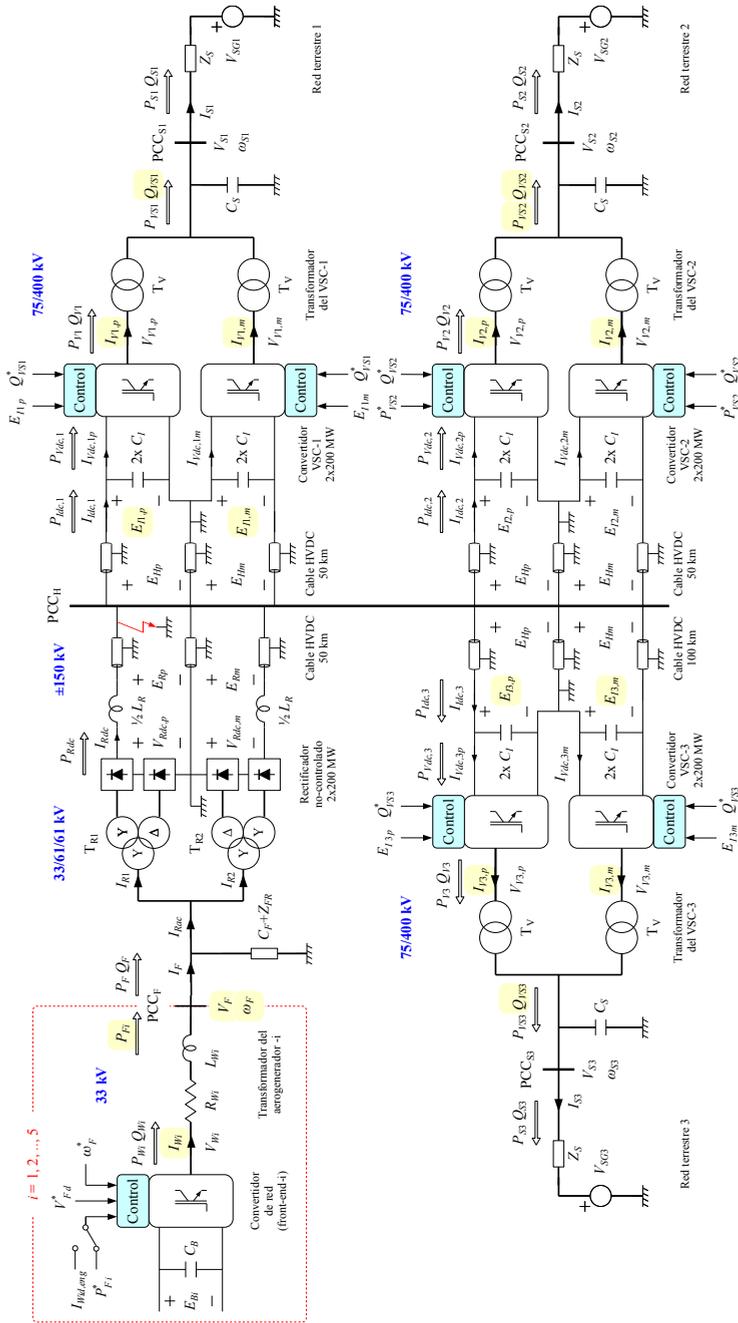


Figura 5.24: Red HVDC con cuatro terminales: rectificador del parque eólico marino y tres convertidores VSC

- El convertidor VSC-2 evacúa la potencia  $P_{V_{S2}}^*$  de acuerdo con el operador del sistema.
- La tensión en la red marina de alterna viene dada por la tensión continua del enlace HVDC.
- La tensión continua del enlace HVDC está regulada por los convertidores VSC-1 y VSC-3 (droop).
- La tensión en las redes terrestres vienen dadas por las tensiones de las correspondientes redes de transporte.

### ***Funcionamiento en régimen permanente***

La Figura 5.25 muestra el funcionamiento del sistema HVDC multipunto en régimen permanente. Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu. El parque eólico entrega una potencia  $P_F = \sum_{i=1}^5 P_{Fi}^* = 300$  MW y el convertidor VSC-2 no entrega potencia pues  $P_{V_{S2}}^* = 0$  MW. En los tres convertidores VSC la entrada de potencia reactiva es  $Q_{V_{Sj}}^* = -60$  MVar,  $j = 1, 2, 3$ .

En dicha figura se observa el funcionamiento simétrico de los convertidores VSC bipolares, pues las tensiones continuas cumplen  $E_{I1,p} = E_{I1,m}$  y  $E_{I3,p} = E_{I3,m}$ . También las corrientes continuas cumplen  $I_{V_{dc,1p}} = I_{V_{dc,1m}}$  e  $I_{V_{dc,3p}} = I_{V_{dc,3m}}$ . Además las corrientes de alterna de la fase “a” cumplen  $I_{V1,ap} = I_{V1,am}$ . En cuanto a las tensiones de alterna,  $V_{V1,ap}$  y  $V_{V1,am}$ , éstas también son iguales pero son flotantes respecto a tierra, lo cual es posible gracias a que el primario de los transformadores  $T_V$  también son flotantes.

En cuanto al valor de las tensiones e intensidades en el lado de continua de los convertidores VSC-1 y VSC-3, éstos valores reflejan el control de la tensión continua del enlace HVDC mediante el regulador proporcional o droop. En la Figura 5.26 se han dibujado las relaciones dadas por el droop. Por ejemplo para el polo positivo, a partir de la ecuación 5.3 se cumple (rectas roja y azul):

$$I_{V_{dc1,3p}} = k_{droop1,3} (2E_{I1,3p} - 2E_{Ilow1,3p}) \quad (5.94)$$

La recta de color negro representa la tensión en el punto de conexión común  $PCC_H$ , que es similar a la ecuación 5.13:

$$E_{Hp} = \frac{R_1}{2} I_{V_{dc,1p}} + E_{I1,p} = \frac{R_C}{2} I_{V_{dc,1p}} + \frac{I_{V_{dc,1p}}}{2k_{droop1}} + E_{Ilow,1p} \quad (5.95)$$

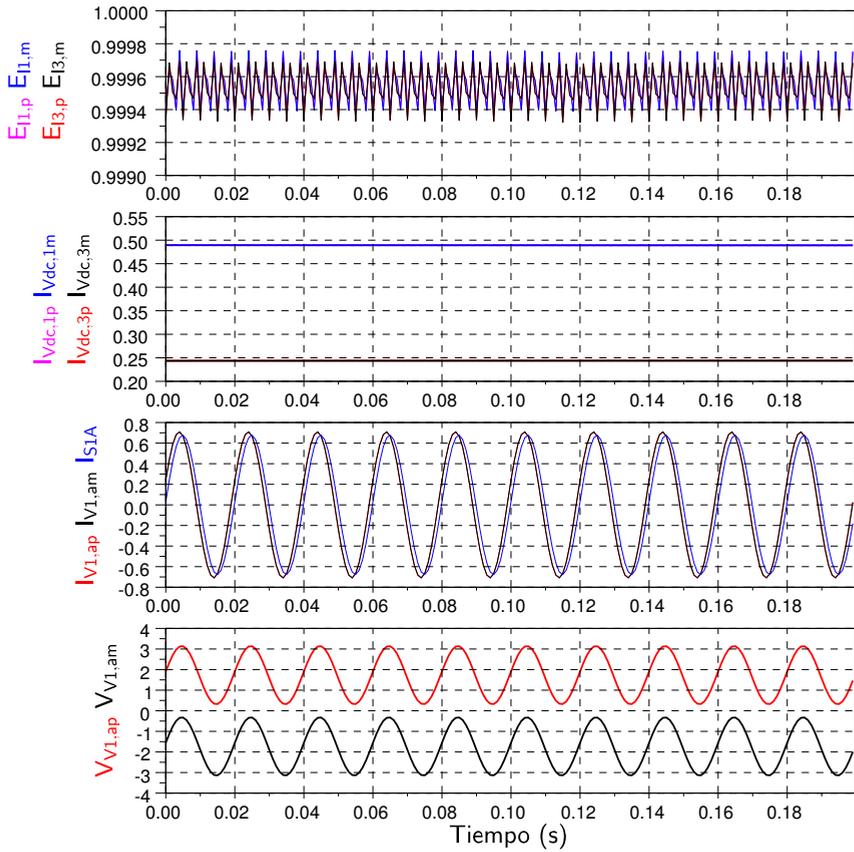
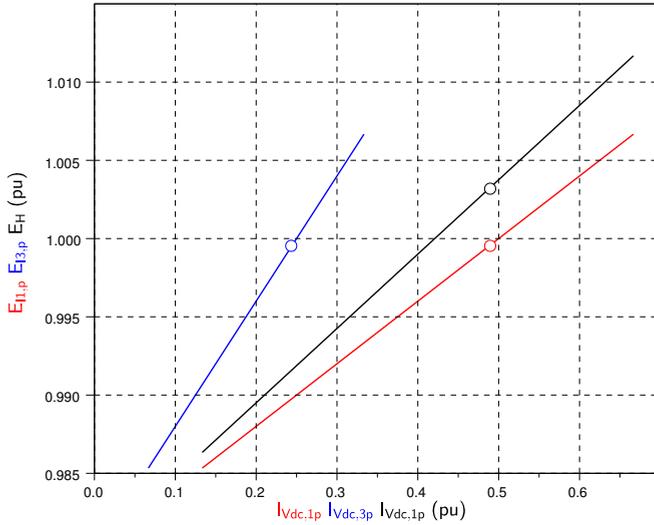


Figura 5.25: Sistema HVDC multiterminal en régimen permanente



**Figura 5.26:** Regulación de la tensión continua del enlace HVDC (droop)

En la misma gráfica se han representado los valores obtenidos a partir de la simulación en PSCAD (pequeñas circunferencias) y se comprueba que coinciden con los valores calculados a partir de las ecuaciones que se han descrito. Los valores numéricos se muestran en la Tabla 5.4.

Magnitud	PSCAD (pu)	PSCAD (kV, kA)	Ecuaciones (kV, kA)
Tensión $E_{I1,p}$	0,999552	149,9327 kV	(el mismo valor)
Corriente $I_{Vdc,1p}$	0,489187	0,652249 kA	0,651720 kA
Tensión $E_{Hp}$	1,003197	150,4796 kV	150,4839 kV
Corriente $I_{Vdc,3p}$	0,243807	0,325076 kA	0,325860 kA
Tensión $E_{I3,p}$	0,999534	149,9301 kV	149,9327 kV

**Tabla 5.4:** Control droop: valores de PSCAD y obtenidos analíticamente

El resultado se puede interpretar así: si la tensión continua vale  $E_{I1,p} = 149,9327$  kV entonces el control droop impone una corriente continua de valor (ecuación 5.94):

$$I_{Vdc,1p} = k_{droop1} (2E_{I1,p} - 2E_{Ilow,1p}) = 0,651720 \text{ kA} \quad (5.96)$$

por lo que la tensión en el punto común de conexión PCC<sub>H</sub> es (ecuación 5.95):

$$E_{Hp} = \frac{R_C}{2} I_{Vdc,1p} + E_{I1,p} = 150,484 \text{ kV} \quad (5.97)$$

Finalmente se puede comprobar que se minimizan las pérdidas, pues se cumple la ecuación 5.10:

$$I_{Vdc,3p} = \frac{I_{Vdc,1p}}{2} = 0,325860 \text{ kA} \quad (5.98)$$

lo cual implica que la tensión  $E_{I3,p} = E_{I1,p} = 149,9327 \text{ kV}$  (ecuación 5.29)<sup>8</sup>.

### Control de los flujos de potencia

La Figura 5.27 muestra la respuesta del sistema HVDC ante cambios en los flujos de potencia. Los cambios consisten en rampas de  $\pm 2 \text{ MW/ms}$  o  $\pm 1,2 \text{ MVar/ms}$ , aunque en una situación real los cambios son más lentos. Si no se indica lo contrario, los resultados se muestran en unidades pu.

El régimen permanente inicial coincide con el que se ha descrito en el apartado anterior. En la red marina de alterna la referencia de frecuencia es  $\omega_F^* = 50 \text{ Hz}$  y la potencia entregada por el parque eólico es  $P_F = 300 \text{ MW}$  (0,75 pu). En las redes terrestres, la entrada de potencia reactiva  $Q_{Vsj}^*$  es de -0,15 pu para compensar la potencia reactiva consumida por los transformadores T<sub>V</sub> de los convertidores VSC, de modo que la potencia reactiva suministrada a la red es prácticamente nula, por ejemplo se observa que  $Q_{S1} \approx 0 \text{ MVar}$ .

En la Figura 5.27 se han enumerado las distintas magnitudes o eventos y, con el mismo orden, se explican con detalle a continuación:

1. En primer lugar se incrementan las entradas de potencia  $P_{Fi}^*$  entregadas por los aerogeneradores agregados, mediante una rampa desde  $t = 200$  hasta  $t = 250 \text{ ms}$ , de modo que la potencia total  $P_F \approx \sum_{i=1}^5 P_{Fi}^*$  se incrementa desde 0,75 hasta 1 pu.
2. En consecuencia en el parque eólico se incrementan las corrientes activas  $I_{wid}$ . La corriente activa total  $I_{Fd}$  es suministrada por los cinco aerogeneradores agregados de forma proporcional a sus potencias nominales (5, 40, 80, 120 y 155 MW).
3. Al aumentar la corriente en la reactancia de dispersión  $L_{TR}$  de los transformadores T<sub>Wi</sub> del rectificador, aumenta también la potencia reactiva que

<sup>8</sup>Esta igualdad también se observa en la Figura 5.25.

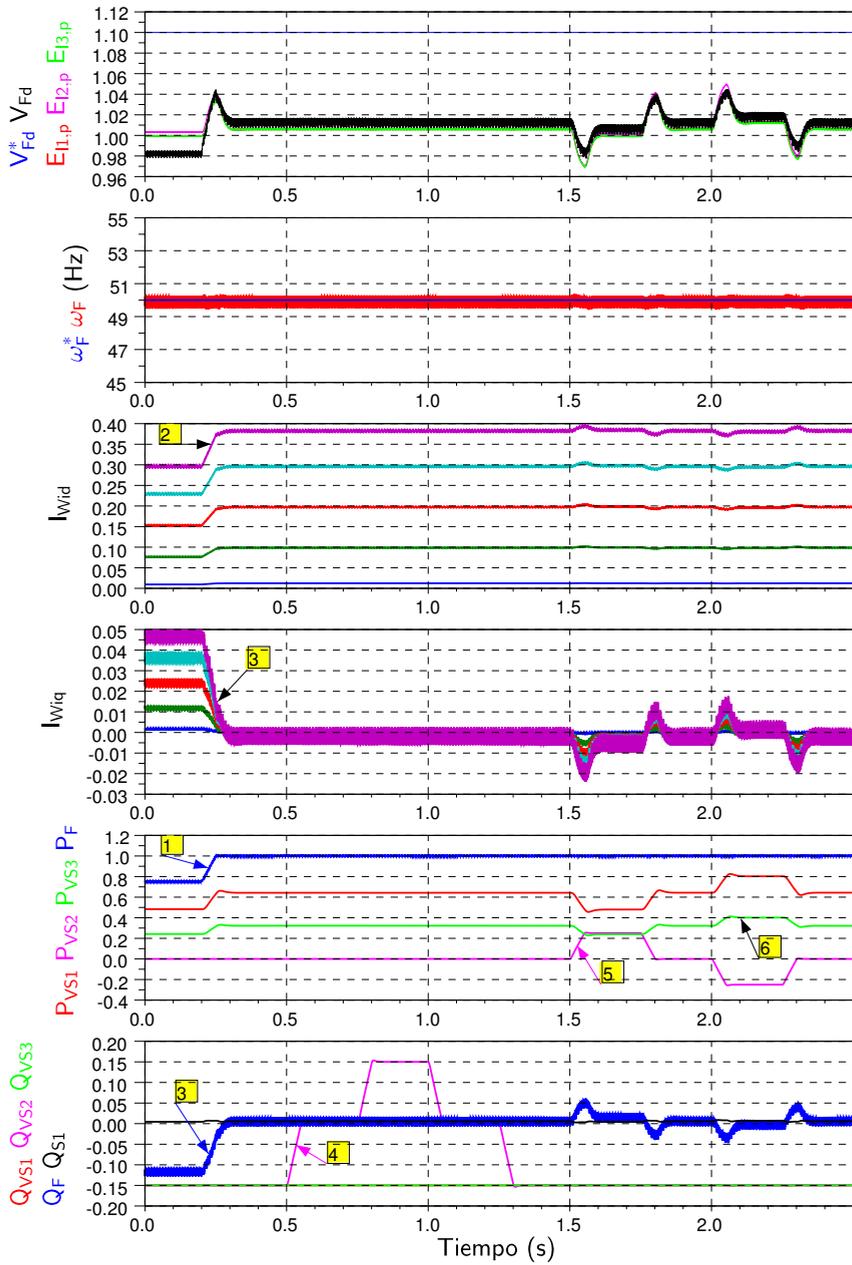


Figura 5.27: Respuesta del sistema HVDC multiterminal ante variaciones de potencia

consumen. Por este motivo el exceso de potencia reactiva suministrada por los filtros  $C_F + Z_{FR}$  se anula y no tiene que ser consumida por los aerogeneradores, de modo que la potencia reactiva  $Q_F$  que éstos consumen también se anula. Ello implica que las corrientes reactivas  $I_{Wiq}$  se anulan, de nuevo de forma proporcional a las potencias nominales de los aerogeneradores.

4. En segundo lugar se suceden una serie de rampas en la entrada de potencia reactiva  $Q_{VS2}^*$  que se inician en  $t = 0,5$  s. Se observa que la potencia reactiva  $Q_{VS2}$  sigue a su referencia. Mientras tienen lugar las rampas se observa que no afectan a las potencias activas  $P_{VSj}$ ,  $j = 1, 2, 3$ , ni a las distintas magnitudes del parque eólico.
5. Finalmente se suceden una serie de rampas en la entrada de potencia activa  $P_{VS2}^*$  que se inician en  $t = 1,5$  s. Se observa que la potencia activa  $P_{VS2}$  sigue a su referencia.
6. Los convertidores VSC-1 y VSC-3 evacúan la “potencia total entrante” ( $P_F - P_{VS2}$ ) y el reparto es tal que se minimizan las pérdidas en los cables, por lo que  $P_{VS1} \approx 2P_{VS3}$ .

En la Figura 5.27 también se observa que en todo momento las tensiones  $E_{Ij,p}$  y  $V_{Fd}$  se mantienen próximas a su valor nominal, y que la frecuencia en la red marina es de 50 Hz.

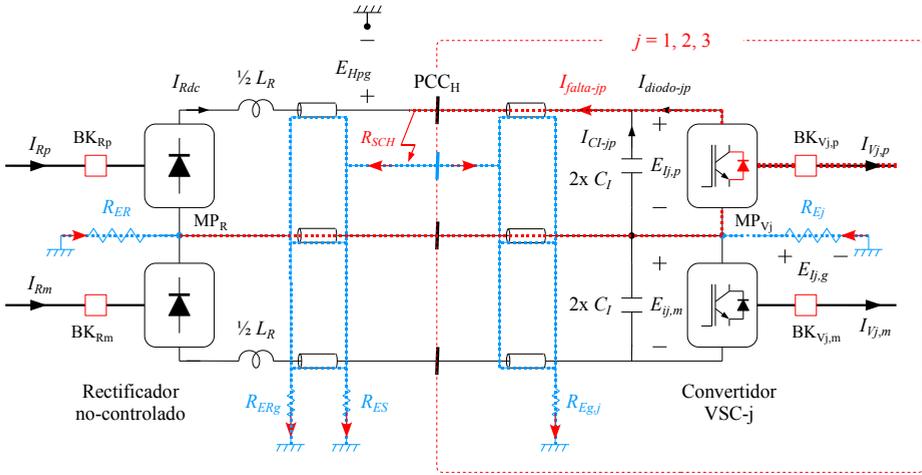
## 5.5.2 Cortocircuito en la Red HVDC

El cortocircuito en la red HVDC consiste en un cortocircuito franco en el cable submarino, que ocurre cuando el sistema está transmitiendo la potencia nominal de 400 MW. El cortocircuito se modela mediante una resistencia  $R_{SCH}$  en el punto común de conexión  $PCC_H$ , conectada entre el conductor positivo y la malla que se encuentra a su vez conectada, al igual que la armadura, a tierra. La resistencia de puesta a tierra en ese punto es  $R_{ES}$ .

Si no se indica lo contrario, los resultados en las figuras de este apartado se muestran en unidades pu.

La Figura 5.28 muestra con detalle el cortocircuito en la red HVDC, así como el principal recorrido de las corrientes de falta en el rectificador, los cables y los convertidores VSC- $j$ ,  $j = 1, 2, 3$ . En este caso hay que tener en cuenta las distintas resistencias de puesta a tierra y no se puede utilizar el circuito equivalente monopolar.

El valor de las resistencias de puesta a tierra en la zona marina es  $R_{ER} = R_{ERg} = R_{ES} = 0,1 \Omega$ , y en la zona terrestre es  $R_{Eg,j} = R_{Ej} = 0,2 \Omega$ ,  $j = 1, 2, 3$ . El valor de la resistencia en el cortocircuito es  $R_{SCH} = 0,1 \Omega$ . Todos los tramos de



**Figura 5.28:** Cortocircuito entre el conductor positivo y su malla, y recorrido de las corrientes de falta.

cable submarino tienen una longitud de 50 km excepto el que une PCC<sub>H</sub> con el convertidor VSC-3, que mide 100 km.

Cuando la tensión continua  $E_{Ij,p}$  se reduce ampliamente en el polo positivo de cada convertidor VSC- $j$ , dichos polos pasan a funcionar como rectificadores trifásicos debido a la presencia de la tensión alterna  $V_{Vj,p}$  aplicada a los diodos en antiparalelo de los VSC. El resultado son elevadas sobrecorrientes  $I_{falta,jp}$  que en régimen permanente se inyectan en el punto de la falta y regresan por las conexiones a tierra de los distintos terminales (nudos MP<sub>R</sub> y MP<sub>Vj</sub>).

La Figura 5.29 muestra la respuesta del convertidor VSC-1 durante el cortocircuito en la red HVDC. En la red marina de alterna la referencia de frecuencia es  $\omega_F^* = 50$  Hz y la potencia entregada por el parque eólico es  $P_F = 400$  MW (1 pu). Dicha potencia se evacúa a través de los convertidores VSC-1 y VSC-3, puesto que la entrada de potencia de VSC-2 es  $P_{V_{S2}}^* = 0$  MW.

En las redes terrestres, la entrada de potencia reactiva  $Q_{V_{Sj}}^*$  es de -0,15 pu para compensar la potencia reactiva consumida por los transformadores T<sub>V</sub> de los convertidores VSC. En dicha figura se han enumerado las distintas magnitudes o eventos y, con el mismo orden, se explican con detalle a continuación:

1. En el instante  $t = 50$  ms se produce el cortocircuito entre el conductor positivo y tierra, en el punto común de conexión PCC<sub>H</sub>, por lo que la tensión  $E_{Hpg}$  se reduce drásticamente hasta alcanzar valores muy próximos a cero, pues se trata de un cortocircuito franco.

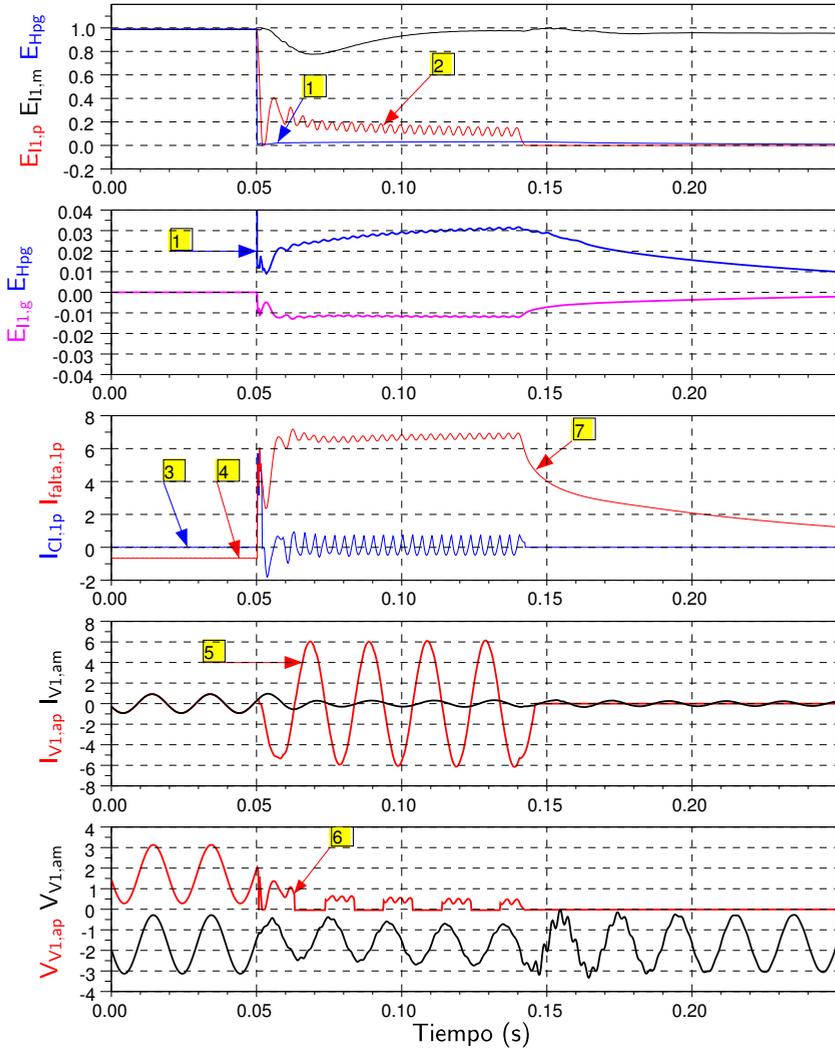


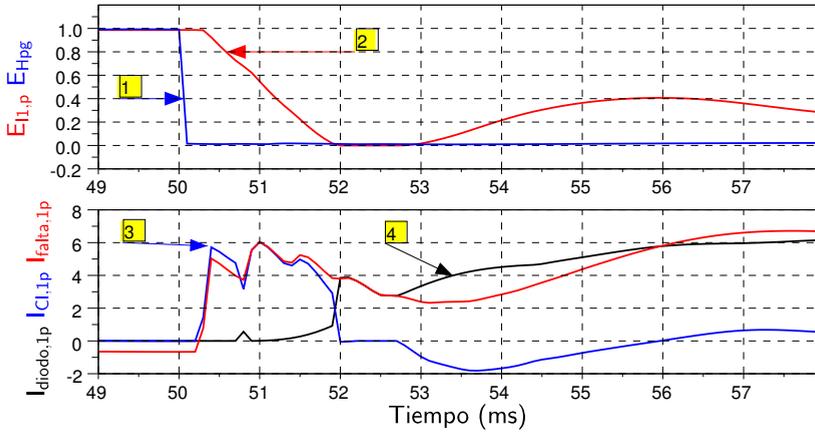
Figura 5.29: Respuesta del convertidor VSC-1 ante un cortocircuito en la red HVDC

2. En consecuencia también la tensión  $E_{I1,p}$ , en el otro extremo del cable submarino, cae bruscamente hasta alcanzar valores de 0,1 pu.
3. El resultado es la desenergización tanto del cable submarino como del condensador  $C_I$  del convertidor VSC-1 que, en el caso del condensador, produce un pico importante en la corriente  $I_{CI,1p}$ .
4. Los valores bajos en la tensión  $E_{I1,p}$  provoca que los diodos en antiparalelo del convertidor VSC-1 empiecen a funcionar como un puente rectificador a través de un circuito de muy baja impedancia, por lo que la corriente de falta  $I_{falta,1p}$  alcanza valores muy altos, del orden de 6,75 pu.
5. Dicha corriente continua de falta viene acompañada de una sobrecorriente en el lado de alterna del convertidor VSC-1, de modo que la corriente alterna  $I_{V1,ap}$  de la fase "a" alcanza valores eficaces de 4,34 pu.
6. Las altas corrientes de falta provocan grandes caídas de tensión, de modo que la tensión alterna  $V_{V1,ap}$  de la fase "a" ve muy reducido su valor. Además la forma de onda queda distorsionada puesto que su valor instantáneo debe estar comprendido entre el valor de  $E_{I1,p}$ , que es pequeño, y cero.
7. Cuando ocurre el cortocircuito, las corrientes de alterna  $I_{Rp}$  e  $I_{Vj,p}$  en el rectificador y en los inversores VSC-j respectivamente, toman valores muy altos que hacen actuar las protecciones. De este modo, y después de transcurridos unos  $t_0$  segundos desde el instante del cortocircuito, se abren los interruptores automáticos  $BK_{Rp}$  ( $t_0 = 95$  ms),  $BK_{V1,p}$  ( $t_0 = 90$  ms),  $BK_{V2,p}$  ( $t_0 = 100$  ms) y  $BK_{V3,p}$  ( $t_0 = 110$  ms).

El resultado es que el polo positivo queda aislado del resto del sistema y el polo negativo puede volver a entregar la potencia que genera el parque eólico.

La Figura 5.30 muestra un detalle de la respuesta del convertidor VSC-1 durante los primeros milisegundos del cortocircuito. En la figura se han enumerado las distintas magnitudes o eventos y, con el mismo orden, se explican con detalle a continuación:

1. En  $t = 50$  ms se produce el cortocircuito en  $PCC_H$  y la tensión continua  $E_{Hpg}$  desciende rápidamente hasta valores casi nulos.
2. Después de un retardo, el frente de onda llega al final del cable y cae la tensión  $E_{I1,p}$  con una pendiente de -93,75 kV/ms. El valor del retardo en PSCAD



**Figura 5.30:** Respuesta del convertidor VSC-1 ante un cortocircuito en la red HVDC (detalle)

es de  $225 \mu\text{s}$ . Su valor teórico  $t_0$  aproximado es algo mayor y depende de la longitud del cable (50 km) y de la velocidad de propagación:

$$t_0 = \frac{50 \times 10^3}{\frac{c}{\sqrt{\epsilon_r}}} = \frac{50 \times 10^3}{\frac{299,8 \times 10^6}{\sqrt{2,5}}} = 263,7 \mu\text{s} \quad (5.99)$$

donde  $c$  es la velocidad de la luz en el vacío y  $\epsilon_r$  es la permitividad del aislante del cable (XLPE).

3. Cuando la tensión  $E_{I1,p}$  disminuye rápidamente en bornes del condensador  $C_I$ , éste se descarga entregando una gran corriente. El valor medio de esta corriente en PSCAD es de 6,5 kA (4,875 pu), y el valor teórico es:

$$I_{CI,1p} = -2C_I \frac{dE_{I1,p}}{dt} = -2 \times 35,5 \times 10^{-6} (-93,75 \times 10^6) = 6,656 \text{ kA} = 4,992 \text{ pu} \quad (5.100)$$

4. En  $t = 52 \text{ ms}$  el condensador  $C_I$  se ha descargado y los diodos empiezan a conducir<sup>9</sup>, por lo que la corriente  $I_{diodo,1p}$  aumenta. En todo momento la corriente de falta es  $I_{falta,1p} = I_{CI,1p} + I_{diodo,1p}$ .

<sup>9</sup>A partir de ese instante aún circula corriente por el condensador debido principalmente al rectificador de 6 pulsos que causa el rizado en la tensión  $E_{I1,p}$ .

La respuesta del parque eólico ante el cortocircuito en la red HVDC se muestra en la Figura 5.31 y en ella se han enumerado distintos eventos que se explican a continuación:

1. Cuando tiene lugar el cortocircuito en  $t = 50$  ms, la tensión continua  $E_{Hpg}$  cae bruscamente a cero provocando a su vez que la tensión alterna  $V_{Fd}$  disminuya.
2. La disminución de la tensión  $V_{Fd}$  hace actuar la protección VDCOL que limita las corrientes  $I_{Wi}$  entregadas por los convertidores de red de los aerogeneradores mientras dure la falta.
3. Después de transcurridos unos 95 ms segundos desde el instante del cortocircuito, se abren los interruptores automáticos  $BK_{Rp}$  y  $BK_{Vj,p}$ , y la falta queda aislada. Esto hace posible que se recupere de nuevo la tensión  $V_{Fd}$  en la red de alterna, ya que la protección VDCOL permite una pequeña corriente  $I_{Wi}$  de 0,02 pu aunque la tensión sea nula.
4. Durante el cortocircuito se pierde el control de la frecuencia que alcanza los 120 Hz, debido a que se limitan las corrientes reactivas  $I_{Wiq}$ .
5. Finalmente se realiza un arranque suave. Para ello se limitan las corrientes activas  $I_{Wid}$  y en  $t = 360$  ms se inicia una rampa de 200 ms para alcanzar la mitad de la potencia nominal,  $P_F = 0,5$  pu, puesto que solamente queda funcionando el polo negativo del sistema bipolar.

La Figura 5.32 muestra un detalle de la respuesta del parque eólico durante los primeros milisegundos del cortocircuito. En la figura se han enumerado las distintas magnitudes o eventos y, con el mismo orden, se explican con detalle a continuación:

1. En  $t = 50$  ms se produce el cortocircuito en  $PCC_H$  y la tensión continua  $E_{Hpg}$  desciende rápidamente hasta valores casi nulos.
2. Al disminuir la tensión en el lado de continua del rectificador, aumentan las corrientes  $I_{Wi}$  en el lado de alterna, especialmente la componente reactiva  $I_{Wiq}$  puesto que la protección VDCOL reparte las corrientes dq para favorecer el control de la frecuencia  $\omega_F$  frente al control de la tensión  $V_{Fd}$ .
3. Al aumentar las corrientes  $I_{Wi}$  también aumenta la corriente alterna total  $I_{Rac}$  que llega al rectificador, por lo que aumentan las caídas de tensión y en la red marina la tensión  $V_{Fd}$  disminuye.
4. La disminución de la tensión  $V_{Fd}$  se utiliza en los aerogeneradores para *detectar el cortocircuito en la red HVDC* y en  $t = 55$  ms hacen actuar la protección VDCOL que limita las corrientes  $I_{Wi}$ .

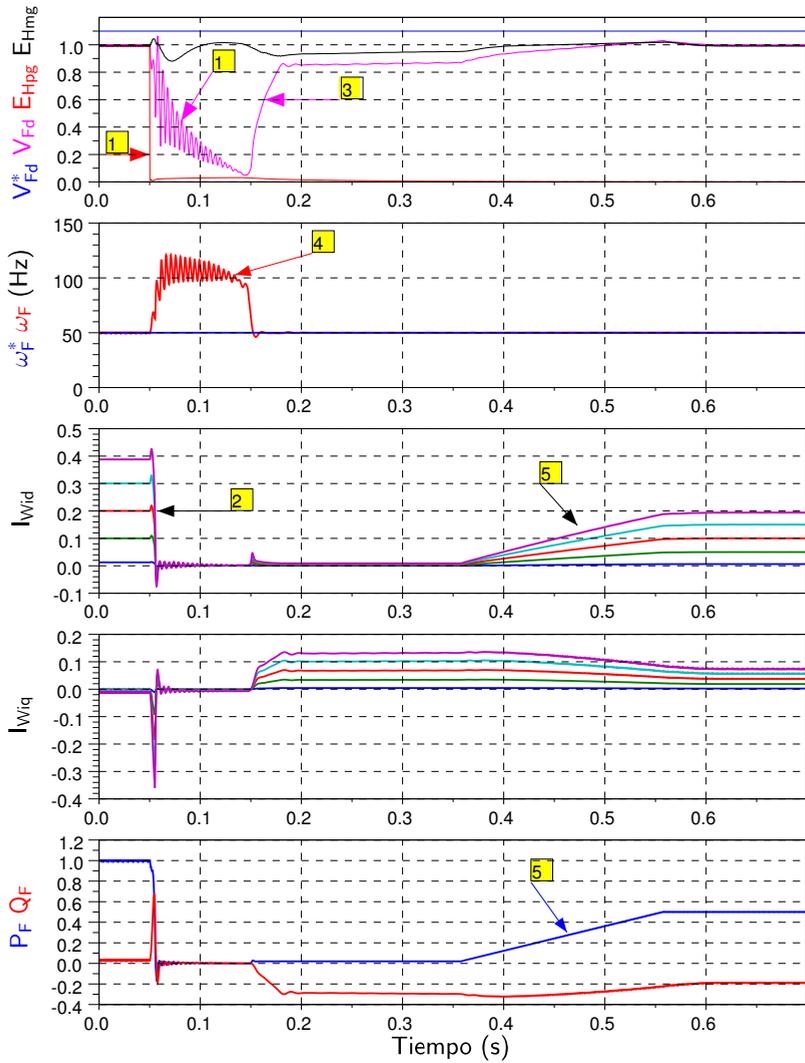


Figura 5.31: Respuesta de parque eólico ante un cortocircuito en la red HVDC

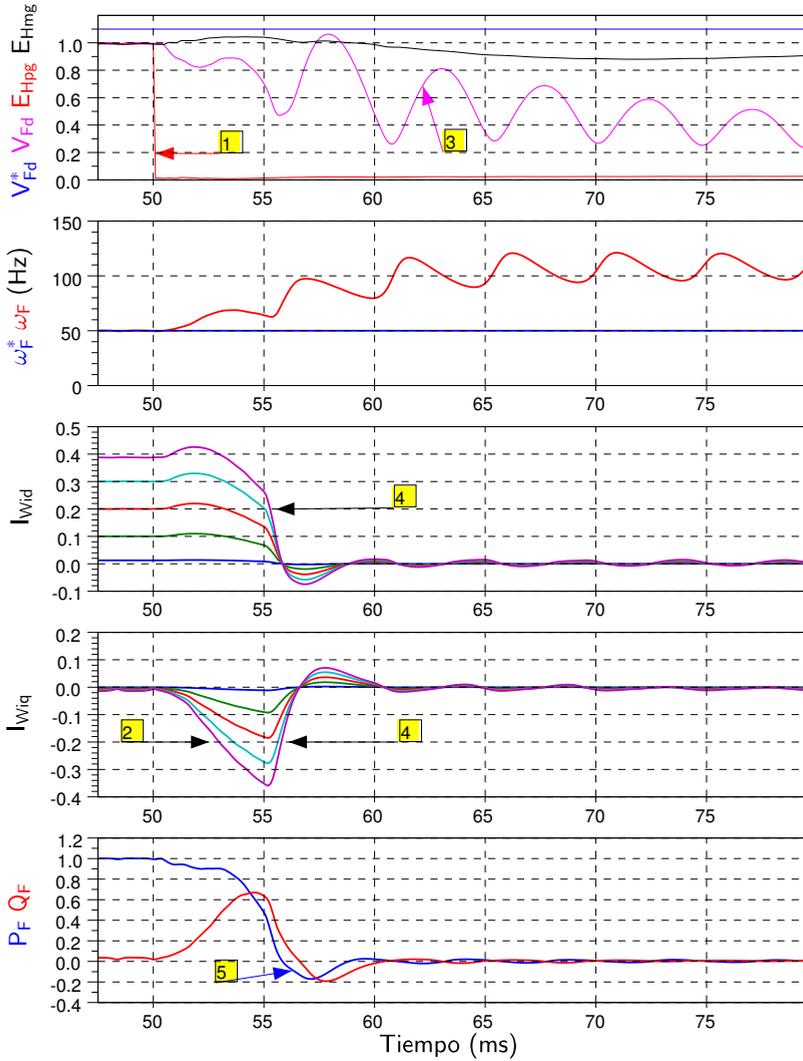


Figura 5.32: Respuesta de parque eólico ante un cortocircuito en la red HVDC (detalle)

5. La potencia  $P_F$  llega a ser negativa desde  $t = 55,8$  hasta  $t = 58,8$ , llegando a alcanzar un valor de  $-0,17$  pu. La energía asociada se disipa en la protección del enlace de continua del doble convertidor del aerogenerador, es decir, en su resistencia de frenado dinámico.

Hay que destacar que en todo momento se consigue mantener a las magnitudes de tensión e intensidad dentro de los valores de operación de cada componente del parque eólico y del rectificador no-controlado.

En cambio en los convertidores VSC-j, aunque no aparecen sobretensiones debido a las conexiones “rígidas” a tierra de los nudos  $MP_{V_j}$ , sí que aparecen elevadas corrientes que requieren ser limitadas de algún modo, por ejemplo utilizando interruptores HVDC rápidos como el que se muestra en (Callavik y col., 2012), o aumentando las impedancias de conexión a tierra y añadiendo autoválvulas para limitar las sobretensiones en dichas impedancias.

## 5.6 RESUMEN DEL CAPÍTULO

En este capítulo se han propuesto las estrategias de control del sistema multipunto y que son distintas a las ya estudiadas en el sistema punto-a-punto. Además se ha estudiado la estabilidad dinámica tanto de los dos tipos de convertidores VSC de este sistema, es decir, el que controla la potencia activa entregada a la red (VSC-2) y el que controla la tensión continua (VSC-1 y VSC-3), como del sistema multipunto completo. Finalmente se han validado las estrategias de control mediante simulación con PSCAD.

En este capítulo también se ha investigado cómo debe ser el control para que las pérdidas en los cables de continua sean mínimas, tanto para una red HVDC radial como mallada. Concretamente se ha calculado cuál es el reparto óptimo de las corrientes entre aquellos terminales que controlan la tensión continua del enlace HVDC para que las pérdidas sean mínimas. En el ejemplo del sistema radial de cuatro terminales, se puede resaltar la importancia de trabajar en el punto óptimo, pues las pérdidas del 1,5 % se pueden reducir al 0,5 %.

También se ha demostrado que, en el caso radial, es posible controlar el sistema para que, independientemente del punto de operación, éste trabaje en el punto óptimo sin que sean necesarias las comunicaciones entre terminales. Para ello hay que elegir convenientemente las constantes del control droop.

Los modelos y las estrategias de control se han validado comparando la respuesta temporal obtenida analíticamente con Scilab con la obtenida mediante simulación con PSCAD.

Los análisis de estabilidad han mostrado que los convertidores VSC junto con sus estrategias de control son estables. Además han permitido obtener los parámetros de los reguladores PI empleados en el control droop.

Los análisis de estabilidad del sistema multipunto completo han mostrado que éste es estable y han permitido proponer los parámetros del control de droop.

Por último, los análisis de las simulaciones con PSCAD permiten afirmar que:

- En régimen permanente, el sistema multipunto se comporta conforme las estrategias de control propuestas. Por ejemplo se comprueba que el control droop propuesto minimiza las pérdidas en los cables de continua.
- El sistema multipunto es capaz de seguir las referencias para que los flujos de las potencias activa y reactiva sean los deseados.
- Cuando se produce un cortocircuito en la red HVDC, el parque eólico es capaz de detectarlo y limitar sus corrientes, protegiendo de este modo sus componentes y los que corresponden al rectificador no-controlado.
- En cambio dicho cortocircuito provoca elevadas sobrecorrientes en los convertidores VSC de modo que se hace necesario añadir algún tipo de protección mediante interruptores HVDC rápidos, o aumentar la impedancia de las conexiones a tierra a la vez que se limitan sus sobretensiones mediante autoválvulas.



## Capítulo 6

# Conclusiones, aportaciones y trabajos futuros

En la presente tesis se ha estudiado la integración de grandes parques eólicos marinos en las redes de transporte terrestres a través de redes de alta tensión en continua, usando una configuración punto-a-punto o multipunto. La conexión del parque eólico a la red HVDC se realiza a través de un rectificador no-controlado.

En este capítulo se presentan las conclusiones más importantes de la tesis, las aportaciones novedosas y los trabajos futuros que permiten ampliar los resultados de la tesis.

### 6.1 CONCLUSIONES

Las conclusiones más relevantes de la tesis doctoral son las siguientes:

#### **Modelado de los sistemas punto-a-punto y multipunto**

- Se han descrito y modelado los componentes tanto del sistema punto-a-punto como del sistema multipunto, de modo que los valores asignados a los parámetros sean acordes con los de instalaciones en servicio, y estableciendo las hipótesis de partida.
- El parque eólico de 400 MW está formado por 80 aerogeneradores de 5 MW, y se ha modelado mediante cinco aerogeneradores agregados distintos de modo que, por ejemplo, se puede estudiar el comportamiento del parque eólico ante cinco series temporales de viento distintas.

- El rectificador del enlace HVDC utiliza puentes de diodos y por lo tanto no se puede controlar. Esta aparente limitación se soluciona mediante el control que sí está disponible en los convertidores de red de los aerogeneradores.
- Para el cable submarino del enlace HVDC se han propuesto dos modelos. Uno de ellos es de parámetros concentrados y se utiliza para el análisis en régimen permanente y el análisis de estabilidad. El otro modelo es de parámetros distribuidos y se utiliza para el análisis con PSCAD de cortocircuitos en el enlace HVDC.
- Los convertidores de fuente de tensión VSC se han considerado ideales, despreciando las pérdidas por conducción y por conmutación, así como los armónicos.
- En cuanto a la red terrestre de transporte, se utiliza un modelo simple mediante su equivalente de Thevenin, con una potencia de cortocircuito relativamente alta.

### Estrategias de control

- Se han propuesto estrategias de control para los sistemas punto-a-punto y multipunto.
- En el aerogenerador, como el convertidor del generador ya controla la tensión continua del doble convertidor, resulta que el convertidor de red puede controlar la frecuencia de la red marina y otra magnitud, como la tensión en dicha red o la potencia entregada por el aerogenerador. Esta es la razón por la que es posible utilizar un rectificador no-controlado en el enlace HVDC. El control de la potencia entregada por el aerogenerador permite que éste pueda funcionar en su punto de máxima potencia.
- El funcionamiento normal del enlace punto-a-punto consiste en que el rectificador no-controlado entrega la potencia suministrada por el parque eólico, al mismo tiempo que el inversor VSC regula la tensión continua del enlace HVDC. Aunque en este caso los convertidores de red de los aerogeneradores no están controlando la tensión de la red marina, dicha tensión viene impuesta por la tensión continua del enlace HVDC, puesto que los diodos del rectificador están conduciendo.
- El funcionamiento normal del enlace multipunto consiste en que el parque eólico y el convertidor VSC-2 entregan una determinada potencia al enlace HVDC y los convertidores VSC-1 y VSC-3 controlan la tensión continua de dicho enlace utilizando un control droop. En todo caso, cualquiera de los convertidores puede además controlar la potencia reactiva que entrega a la red terrestre.

- Las estrategias de control propuestas utilizan principalmente reguladores PI y hacen uso de bucles internos de corriente, lo cual facilita la función de limitar las corrientes por debajo de su valor máximo admisible. Esta función la realizan las protecciones VDCOL que actúan cuando se produce un cortocircuito en la red marina de alterna o en la red terrestre de transporte.

### Validación de los modelos y estrategias de control

- Los modelos y las estrategias de control se han validado comparando la respuesta temporal obtenida analíticamente con Scilab con la obtenida mediante simulación con PSCAD. La coincidencia entre ambos resultados permiten afirmar que se dispone de un buen modelo a la vez que se establecen las condiciones para que así sea:
  - En la red marina de alterna, no hay que considerar  $\omega_F$  constante, por ejemplo 50 Hz, aunque ello complica enormemente las ecuaciones.
  - En las ecuaciones del control de la tensión marina de alterna,  $V_{Fd}$ , hay que tener en cuenta el retardo del integrador del regulador PI. En este caso el análisis se realiza en el dominio discreto.
  - Los transformadores y los puentes de diodos del rectificador no-controlado, se modelan mediante sus ecuaciones dinámicas en lugar de aplicar las ecuaciones estáticas.
  - En la red terrestre de transporte, hay que considerar que el ángulo  $\theta_S$  con el que se orientan los ejes dq es una variable de estado.
  - En la red terrestre de transporte donde la tensión de Thevenin es  $V_{SG}(t) = |V_{SG}| \cos \theta_{SG}(t)$ , hay que considerar que las perturbaciones son  $|V_{SG}|$  y  $\theta_{SG}(t)$ .
- Los análisis de estabilidad en pequeña señal se han validado comparando su resultado con los de PSCAD, y permiten afirmar:
  - El sistema punto-a-punto, incluyendo las estrategias de control, es estable, y lo es para todo el rango de potencias entregadas por el parque eólico.
  - El convertidor VSC del sistema punto-a-punto con sus estrategias de control se vuelve inestable cuando la potencia de cortocircuito de la red terrestre se reduce a 4 pu.
  - El sistema multipunto, incluyendo las estrategias de control, es estable, y lo es para todo el rango de potencias entregadas por el parque eólico.

- Los análisis de estabilidad se han realizado de forma modular o por subsistemas, por ejemplo se ha estudiado la estabilidad del parque eólico conectado, después la del convertidor VSC y finalmente la del sistema completo punto-a-punto. Por lo tanto la metodología utilizada es flexible y permite tanto modificar algún subsistema como añadir otros.
- Los análisis de las simulaciones con PSCAD permiten afirmar que:
  - Es posible la energización del enlace HVDC utilizando la energía que proviene del parque eólico.
  - La respuesta del sistema punto-a-punto es acorde con las estrategias de control propuestas.
  - Cuando ocurren cortocircuitos en la red marina de alterna o en la red terrestre:
    - Los correspondientes convertidores siguen conectados durante la falta y permiten la recuperación del sistema cuando desaparece la falta.
    - Las distintas tensiones y corrientes del sistema se mantienen por debajo de los valores máximos admisibles.
    - En el caso del inversor VSC, éste es capaz de inyectar potencia reactiva durante el despeje de la falta, de acuerdo con la normativa sobre la integración del parque eólico en la red eléctrica.
  - En régimen permanente, el sistema multipunto se comporta conforme las estrategias de control propuestas. Por ejemplo se comprueba que el control droop propuesto minimiza las pérdidas en los cables de continua.
  - El sistema multipunto es capaz de seguir las referencias para que los flujos de las potencias activa y reactiva sean los deseados.
  - Cuando se produce un cortocircuito en la red HVDC, el parque eólico es capaz de detectarlo y limitar sus corrientes, protegiendo de este modo sus componentes y los que corresponden al rectificador no-controlado.
  - En cambio dicho cortocircuito provoca elevadas sobrecorrientes en los convertidores VSC de modo que se hace necesario añadir algún tipo de protección mediante interruptores HVDC rápidos o aumentando la impedancia de las conexiones a tierra, a la vez que se limitan sus sobretensiones mediante autoválvulas.
  - Los resultados se pueden extender a aerogeneradores del Tipo 4, es decir, que sean de velocidad variable y con convertidores de plena potencia.

### Operación óptima del enlace HVDC multipunto

- Se ha investigado cómo debe ser el control para que las pérdidas en los cables de continua sean mínimas, tanto para una red HVDC radial como mallada. Concretamente se ha calculado cuál es el reparto óptimo de las corrientes entre aquellos terminales que controlan la tensión continua del enlace HVDC para que las pérdidas sean mínimas. En el ejemplo del sistema radial de cuatro terminales, se puede resaltar la importancia de trabajar en el punto óptimo, pues las pérdidas del 1,5 % se pueden reducir al 0,5 %.
- También se ha demostrado que, en el caso radial, es posible controlar el sistema para que, independientemente del punto de operación, éste trabaje en el punto óptimo sin que sean necesarias las comunicaciones entre terminales. Para ello hay que elegir convenientemente las constantes del control droop.

## 6.2 APORTACIONES MÁS RELEVANTES

Las principales aportaciones de la tesis doctoral son las siguientes:

- Se han propuesto y validado los componentes tanto de un sistema punto-a-punto como multipunto, de modo que los valores asignados a los parámetros sean acordes con los de instalaciones en servicio.
- Se han calculado los valores de los parámetros del cuadripolo en “T” que permiten calcular, además de su comportamiento en régimen permanente, el valor de la energía almacenada en el cable durante la energización del sistema punto-a-punto, o la estabilidad en pequeña señal de dicho sistema.
- Se han propuesto y validado estrategias de control para el sistema punto-a-punto y multipunto, tanto para régimen permanente como transitorio.
- Se han obtenido y validado las ecuaciones de estado del sistema punto-a-punto, así como las condiciones que se deben cumplir para obtenerlas y que se han explicado en la sección anterior.
- Se han propuesto y validado, para el sistema punto-a-punto, estrategias de protección ante cortocircuitos en la red marina de alterna y en la red terrestre de transporte.
- Se ha comprobado que el parque eólico junto con el rectificador de diodos puede hacer frente a un cortocircuito en la red HVDC.
- Para el sistema multipunto, se ha calculado cuál debe ser el reparto óptimo de corrientes entre los convertidores VSC que controlan la tensión, para minimizar las pérdidas en los cables submarinos. El cálculo se ha extendido

para el caso de una red de  $n$  terminales, tanto para la configuración radial como mallada. En el ejemplo del sistema radial de cuatro terminales, se puede resaltar la importancia de trabajar en el punto óptimo, pues las pérdidas del 1,5% se pueden reducir al 0,5%.

- También se ha demostrado que, en el caso radial, es posible controlar el sistema para que, independientemente del punto de operación, éste trabaje en el punto óptimo sin que sean necesarias las comunicaciones entre terminales.

### 6.3 TRABAJOS FUTUROS

El trabajo de investigación realizado en la presente tesis se puede completar con las siguientes tareas:

- Proponer y validar nuevas estrategias de control para que el sistema punto-a-punto se pueda conectar a redes de transporte débiles. Para ello son de gran utilidad las ecuaciones de estado del sistema punto-a-punto.
- Proponer y validar nuevas estrategias de control del parque eólico y de la red HVDC para contribuir en el control primario de las redes terrestres de transporte.
- Calcular de forma analítica las corrientes de falta, especialmente en el caso del cortocircuito en la red HVDC.

y también abre la puerta a nuevas líneas de investigación:

- Proponer y validar para los convertidores VSC, protecciones ante cortocircuitos en la red HVDC, de modo que las tensiones e intensidades se mantengan por debajo de los valores máximos admisibles.
- Integrar nuevos tipos de convertidor VSC a la red HVDC multiterminal, por ejemplo el convertidor multinivel modular (VSC-MMC).

# Anexo 1: Publicaciones y Proyectos

Los trabajos encaminados a conformar la presente tesis se han ido desarrollado a lo largo de varios años y se ha ido validando la relevancia de los primeros resultados obtenidos mediante su publicación en diversos congresos y revistas. A continuación se enumeran dichas publicaciones.

## Revistas científicas

- Efficiency and Fault-Ride-Through Performance of a Diode-Rectifier and VSC-Inverter based HVDC Link for Off-shore Wind Farms.

Soledad Bernal-Pérez, Salvador Añó-Villalba, Ramón Blasco-Gimenez, Johel Rodríguez-D'Derlée.

**IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Pg. 2401-2409, 2013, DOI: 10.1109/TIE.2012.2222855

- LCC-HVDC Connection of Off-shore Wind Farms with Reduced Filter Banks.

Ramón Blasco-Gimenez, Néstor Aparicio Marín, Salvador Añó-Villalba, Soledad Bernal-Pérez.

**IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Pg. 2372-2380, 2013, DOI: 10.1109/TIE.2012.2227906

## Ponencias en congresos

- Wind power plant integration in HVdc Grids with voltage Droop Control.  
Salvador Añó-Villalba, Ramón Blasco-Gimenez, Soledad Bernal-Pérez, Enrique Belenguer.  
11th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (Electrimacs 2014).  
Del 19 al 22 de Mayo de 2014 (Valencia, España).
- Connection of off-shore wind power plants to VSC-MTdc networks using HVdc diode-rectifiers.  
Soledad Bernal-Pérez, Salvador Añó-Villalba, Ramón Blasco-Gimenez, Néstor Aparicio Marín.  
22nd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2013).  
Del 28 al 31 de Mayo de 2013 (Taipei, Taiwan).
- Wind power plant control for the connection to multiterminal HVdc links.  
Soledad Bernal-Pérez, Salvador Añó-Villalba, Ramón Blasco-Gimenez, Néstor Aparicio Marín.  
4th IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE 2012).  
Del 20 de Septiembre de 2012 (Raleigh, Estados Unidos).
- Connection of off-shore wind farms using a diode based HVDC link with reduced filter banks.  
Ramón Blasco-Gimenez, Néstor Aparicio, Salvador Añó-Villalba, Soledad Bernal-Pérez.  
3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG 2012).  
Del 25 al 28 de Junio de 2012 (Aalborg, Dinamarca).
- Harmonic filter reduction of off-shore wind farms connected with a diode based HVDC link.  
Ramón Blasco-Gimenez, Salvador Añó-Villalba, Néstor Aparicio, Soledad Bernal-Pérez.  
IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2012).

---

Del 28 al 31 de Mayo de 2012 (Hangzhou, China)

- Off-shore wind farm grid connection using a novel diode-rectifier and VSC-inverter based HVDC transmission link.

Soledad Bernal-Pérez, Salvador Añó-Villalba, Ramón Blasco-Gimenez, Johel Rodríguez-D'Derlée.

37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2011).

Del 7 al 10 de Noviembre de 2011 (Melbourne, Australia).

### Capítulos de libros

- Capítulo: Connection of Off-Shore Wind Farms using Diode Based HVDC Links.

Autores: Ramón Blasco-Gimenez, Salvador Añó-Villalba, Johel Rodríguez-D'Derlée, Soledad Bernal-Pérez

Título del libro: *Wind Energy Conversion Systems. Technology and trends*

Editorial: **Springer-Verlag**, ISBN: 978-1-4471-2200-5, Pg. 431 a 464, 2012.

### Proyectos de investigación

Por último esta tesis doctoral ha sido realizada en el marco de los siguientes proyectos de investigación:

- *Integración de Fuentes de Energía Renovables y Control de Flujos de Potencia en Redes HVDC mediante Convertidores Modulares Multi-Nivel*. Referencia DPI2014-53245-R-AR, **Ministerio de Economía y Competitividad**. Duración: desde 01/01/2015 hasta 01/01/2018
- *Control de Grandes Parques Eólicos Off-shore Conectados Mediante Enlaces HVDC Multipunto con Rectificadores no Controlados*. Referencia ACOMP/2013/ 116, **Generalitat Valenciana**. Duración: desde 01/10/2013 hasta 01/01/2014
- *Control de Grandes Parques Eólicos Off-shore Conectados Mediante Enlaces HVDC Multipunto con Rectificadores no Controlados*. Referencia ACOMP/2012/ 253, **Generalitat Valenciana**. Duración: desde 01/10/2012 hasta 01/01/2013

- *Control de Grandes Parques Eólicos Off-shore Conectados Mediante Enlaces HVDC Multipunto con Rectificadores no Controlados.* Referencia DPI 2010-16714, **Ministerio Ciencia e Innovación.** Duración: desde 01/10/2011 hasta 01/01/2014
- *Control avanzado de sistemas de generación eólica off-shore basados en generadores síncronos.* Referencia DPI2007-64730, **Ministerio de Educación.** Duración: desde 01/10/2007 hasta 01/01/2011

## Anexo 2: Cálculo de los parámetros del cable submarino

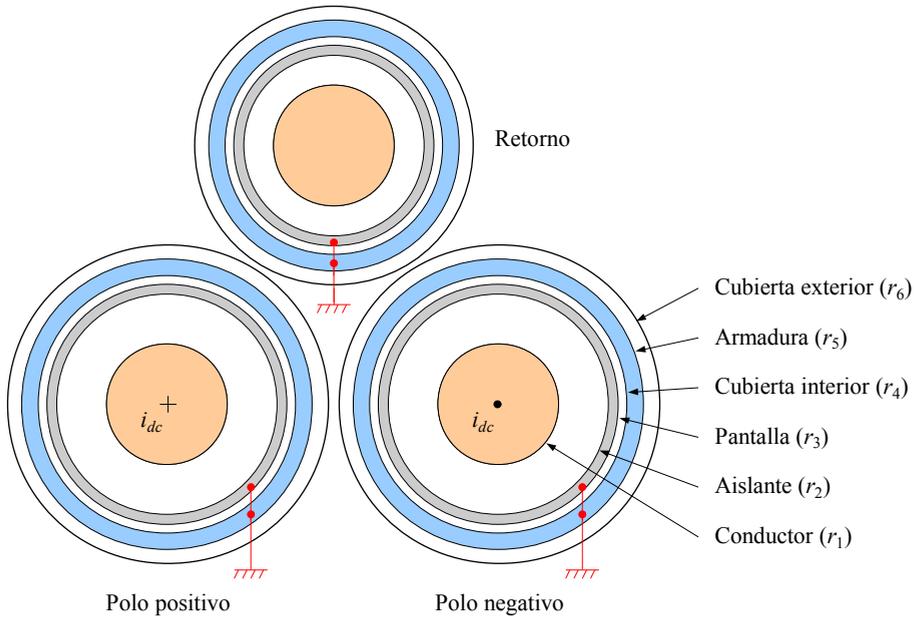
Para el cable submarino del enlace HVDC se han utilizado dos modelos: el cuadripolo en “T”, que utiliza parámetros concentrados, y el modelo de parámetros distribuidos dependientes de la frecuencia. El cuadripolo en “T” permite estudiar el comportamiento del cable en régimen permanente y, si no hay cambios “muy bruscos”, también en régimen transitorio. El segundo caso incluye a los análisis de estabilidad que, por otro lado, requieren de la selección de variables de estado asociadas al cable y, en concreto, asociadas a los condensadores y bobinas del cuadripolo.

El modelo de parámetros distribuidos lo proporciona PSCAD y se corresponde con el componente denominado “Frequency dependent (phase) model”. La principal aplicación de este modelo es el análisis de los cortocircuitos en el enlace HVDC.

El modelo de parámetros concentrados es el que se calcula en este apéndice y para ello hay que tener en cuenta el modo de funcionamiento del enlace HVDC, pues ello determina cuál es la distribución de corrientes.

La Figura 6.1 muestra las secciones a escala de los cables del polo positivo y del polo negativo. Para simplificar la figura solamente se ha dibujado la silueta del cable de retorno o tierra, cuya sección tiene las mismas partes que los polos. Los polos se encuentran separados una distancia  $D$  y tienen una longitud  $l$ . Las pantallas y las armaduras están conectadas a tierra.

Cuando el sistema *funciona de forma simétrica*, la corriente entra por el conductor del polo positivo y regresa por el conductor del polo negativo. Por las pantallas y las armaduras de ambos polos no circula ninguna corriente y están conectadas a tierra.



**Figura 6.1:** Sección a escala de los cables submarinos de 200 MW 150 kV

En este modo de funcionamiento, la *resistencia* de cualquiera de los tres cables se calcula teniendo en cuenta que la corriente eléctrica circula por el conductor, entonces:

$$R_l = \rho \frac{l}{\pi r_1^2} \quad (6.1)$$

donde  $\rho$  es la resistividad del conductor.

La *capacidad* de cualquiera de los tres cables se calcula teniendo en cuenta que el campo eléctrico queda confinado en el aislante, entre el conductor y la pantalla, por lo que la capacidad de cualquiera de los tres cables se calcula como si se tratase de la capacidad de un cable coaxial:

$$C_l = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{r_2}{r_1}} l \quad (6.2)$$

donde  $\epsilon = \epsilon_r \epsilon_0$  es la permitividad del aislante,  $\epsilon_r$  es la permitividad relativa del aislante y  $\epsilon_0$  es la permitividad en el vacío.

En cuanto a la *inductancia*, ésta se calcula teniendo en cuenta dónde se encuentra el campo magnético. En este caso hay que considerar tanto el interior del cable como el exterior de él, (Elgerd, 1982).

La inductancia asociada al interior de cualquiera de los tres cables, es la suma de la inductancia en el conductor ( $L_{0,1l}$ ), la inductancia en el aislante, la pantalla y la cubierta interior ( $L_{1,4l}$ ), y la inductancia en la armadura ( $L_{4,5l}$ ):

$$L_{0,1l} = \frac{\mu_{0,1}}{8\pi} \cdot l \quad (6.3)$$

$$L_{1,4l} = \frac{\mu_{1,4}}{2\pi} \ln \frac{r_4}{r_1} \cdot l \quad (6.4)$$

$$L_{4,5l} = \frac{\mu_{4,5}}{2\pi} \ln \frac{r_5}{r_4} \cdot l \quad (6.5)$$

donde  $\mu_{n,m} = \mu_r \mu_0$  es la permeabilidad magnética del correspondiente material,  $\mu_r$  es la permeabilidad relativa de dicho material y  $\mu_0$  es la permeabilidad en el vacío.

En cuanto a la inductancia asociada al exterior de los cables positivo y negativo ( $L_{5,5l}$ ), ésta se corresponde con el área definida por la distancia entre las superficies de los conductores de los polos positivo y negativo, y la longitud del cable. Su valor es, (Elgerd, 1982):

$$L_{5,5l} = \frac{\mu_0}{\pi} \ln \frac{D}{r_5} \cdot l \quad (6.6)$$

por lo que, finalmente, la inductancia total asociada a los cables positivo y negativo cuando el sistema funciona de forma simétrica es:

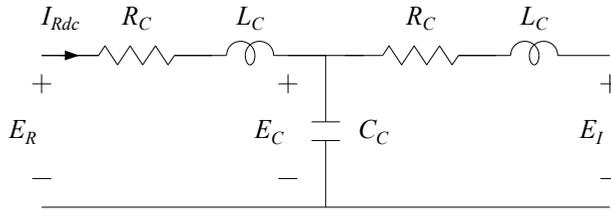
$$L_l = 2(L_{0,1l} + L_{1,4l} + L_{4,5l}) + L_{5,5l} \quad (6.7)$$

La Figura 6.2 muestra el esquema eléctrico del cuadripolo en “T” que modela los cables submarinos (positivo, negativo y retorno) cuando el sistema funciona de forma simétrica, y sus parámetros son:

$$R_C = R_l \quad (6.8)$$

$$L_C = \frac{1}{2}L_l \quad (6.9)$$

$$C_C = \frac{1}{2}C_l \quad (6.10)$$



**Figura 6.2:** Cuadripolo en “T” para modelar los cables submarinos

La Tabla 6.1 muestra los valores de la geometría y los parámetros de los tres cables del enlace HVDC. A modo de aclaración, los valores de la permeabilidad magnética son  $\mu_{0,1} = \mu_{1,4} = 1 \cdot \mu_0$ , y  $\mu_{4,5} = 10 \cdot \mu_0$ .

Layer	Material	Radio (mm)		$\rho$ (nΩm)	$\epsilon_r$	$\mu_r$
		polo	retorno			
Conductor	Cobre	18,2	18,2	17.6		1
Aislante	XLPE	33,2	27,2		2,5	1
Pantalla	Aleación de plomo	36,2	30,2	220		1
Cubierta interior	PE	38,8	32,8		2,3	1
Armadura	Acero galvanizado	43,8	37,8	180		10
Cubierta exterior	PP	48	42		2,2	1

**Tabla 6.1:** Parámetros de los cables submarinos del enlace HVDC

y los valores de los parámetros del cuadripolo en “T” para un enlace HVDC de 300 kV y 400 MW, resultan ser  $R_C = 0,8456 \Omega$ ,  $L_C = 30,45$  mH y  $C_C = 5,784 \mu\text{F}$ , para una separación entre los polos  $D = 0,1$  m y una longitud de los cables (solo “ida”)  $l = 50$  km.

## Anexo 3: Cálculo del punto de operación del convertidor VSC

El método de Newton-Raphson se ha utilizado para resolver sistemas de ecuaciones no lineales, como el que se obtiene cuando se desea obtener un punto de operación del convertidor VSC. En este anexo se explica cómo se ha aplicado dicho método mediante un ejemplo.

Dado un sistema de  $n$  ecuaciones no lineales:

$$\begin{cases} V_{Vd} = R_V I_{Vd} - \omega_{S0} L_V I_{Vq} + V_{Sd} \\ P_{VS} = 3V_{Sd} I_{Vd} \\ \dots \end{cases}$$

cuyas  $n$  incógnitas son  $[x] = \{I_{Vd}, I_{Vq}, V_{Sd}, V_{Vd}, V_{Vq}, \dots\}$ , y que se representa mediante:

$$f_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0, \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (6.11)$$

entonces el sistema se resuelve aplicando el método de Newton-Raphson siguiendo estos pasos:

1. Asignar un valor inicial a las incógnitas:  $[x_0]$ .
2. Calcular  $[\Delta x] = -[J_0]^{-1} \cdot [f(x_0)]$ .
3. Calcular un nuevo valor para las incógnitas:  $[x_0] = [x_0] + [\Delta x]$ .
4. Si  $[\Delta x]$  es “suficientemente” pequeño entonces la solución es  $[x] = [x_0]$ , en caso contrario volver al paso 2.

La matriz  $[J_0]$  es el jacobiano del sistema de ecuaciones evaluado en  $[x_0]$ . Si se aplica al ejemplo, en primer lugar se linealiza el sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} 0 = R_V \Delta I_{Vd} - \omega_{S0} L_V \Delta I_{Vq} + \Delta V_{Sd} - \Delta V_{Vd} \\ 0 = 3V_{Sd0} \Delta I_{Vd} + 3I_{Vd0} \Delta V_{Sd} \\ \dots \end{cases}$$

y después se evalúa el jacobiano en  $[x_0]$ :

$$[J_0] = \begin{bmatrix} R_V & -\omega_{S0} L_V & 1 & -1 & \dots \\ 3V_{Sd0} & 0 & 3I_{Vd0} & 0 & \dots \\ & \dots & & & \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

En cuanto al vector columna  $[f(x_0)]$ , éste se obtiene evaluando el sistema de ecuaciones no lineales en  $[x_0]$ :

$$[f(x_0)] = \begin{bmatrix} R_V I_{Vd0} - \omega_{S0} L_V I_{Vq0} + V_{Sd0} - V_{Vd0} \\ 3V_{Sd0} I_{Vd0} - P_{VS0} \\ \dots \end{bmatrix} \quad (6.13)$$

$[\Delta x]$  se considera “suficientemente” pequeño si se cumple la condición:

$$\max_{k=1,2,\dots,n} \{|\Delta x_k|\} < \varepsilon_a + \varepsilon_r \cdot \min_{k=1,2,\dots,n} \{|\Delta x_k|\} \quad (6.14)$$

y se obtienen buenos resultados con  $\varepsilon_a = 10^{-8}$  y  $\varepsilon_r = 10^{-3}$ .

# Bibliografía

- ABB (2008). *Technical description of HVDC Light Technology*. Elanders, Vasteras POW-0038 rev. 5 2008-03 (vid. pág. 51).
- Ackermann, Thomas (2005). *Wind power in power systems*. Vol. 140. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-0-470-85508-9 (vid. págs. 1, 3, 9, 37).
- Alseid, A.M., D. Jovic y A. Starkey (2011). «Small signal modelling and stability analysis of multiterminal VSC-HVDC». En: *14th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, págs. 1-10 (vid. pág. 27).
- Aragüés-Peñalba, Mónica y col. (2014). «Droop control for loss minimization in HVDC multi-terminal transmission systems for large offshore wind farms». En: *Electric Power Systems Research* Vol. 112, págs. 48-55. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2014.03.013 (vid. págs. 19, 25).
- Arrillaga, Jos, Yong He Liu y Neville R. Watson (2007). *Flexible power transmission: the HVDC options*. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-0-470-05688-2 (vid. págs. 3, 13, 15, 24).
- Beerten, Jef y col. (2014). «Modeling and control of HVDC grids: a key challenge for the future power system». En: *Power Systems Computation Conference (PSCC)* (vid. págs. 19, 24, 25).
- Bernal-Perez, S. y col. (2013). «Efficiency and Fault Ride-Through Performance of a Diode-Rectifier and VSC-Inverter-Based HVDC Link for Off-shore Wind Farms». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* Vol. 60.Num. 6, págs. 2401-2409. ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2012.2222855 (vid. pág. 32).
- Bernal-Perez, S. y col. (2011). «Off-shore wind farm grid connection using a novel diode-rectifier and VSC-inverter based HVDC transmission link». En:

- 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON), págs. 3186-3191. DOI: 10.1109/IECON.2011.6119820 (vid. pág. 14).
- Bernal-Perez, S. y col. (2012). «Wind power plant control for the connection to multiterminal HVdc links». En: *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, págs. 2873-2879. DOI: 10.1109/ECCE.2012.6342372 (vid. pág. 15).
- Bianchi, F.D. y O. Gomis-Bellmunt (2011). «Droop control design for multi-terminal VSC-HVDC grids based on LMI optimization». En: *50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC)*, págs. 4823-4828. DOI: 10.1109/CDC.2011.6161070 (vid. pág. 25).
- Billon, V.C. y col. (1989). «The Corsican tapping: from design to commissioning tests of the third terminal of the Sardinia-Corsica-Italy HVDC». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 4.Num. 1, págs. 794-799. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/61.19272 (vid. pág. 16).
- Blasco-Gimenez, R. y col. (2011). «Diode-Based HVdc Link for the Connection of Large Offshore Wind Farms». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* Vol. 26.Num. 2, págs. 615-626. ISSN: 0885-8969. DOI: 10.1109/TEC.2011.2114886 (vid. pág. 22).
- Blasco-Gimenez, R. y col. (2010). «Distributed Voltage and Frequency Control of Offshore Wind Farms Connected With a Diode- Based HVdc Link». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* Vol. 25.Num. 12, págs. 3095-3105. ISSN: 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2010.2086491 (vid. págs. 3, 12, 14, 80).
- Blasco-Gimenez, R. y col. (2009). «HVDC connection of off-shore wind farms based on synchronous generators». En: *IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE)*, págs. 1-5. DOI: 10.1109/SAE.2009.5534863 (vid. pág. 22).
- Bozhko, S.V. y col. (2007). «Control of Offshore DFIG- Based Wind Farm Grid With Line- Commutated HVDC Connection». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* Vol. 22.Num. 1, págs. 71-78. ISSN: 0885-8969. DOI: 10.1109/TEC.2006.889544 (vid. págs. 3, 14).
- Bucher, M. K. y col. (2012). «Options for ground fault clearance in HVDC offshore networks». En: *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, págs. 2880-2887. DOI: 10.1109/ECCE.2012.6342371 (vid. pág. 51).
- CIGRE B4 DC Grid Test System*. <http://b4.cigre.org/Publications/Documents-related-to-the-development-of-HVDC-Grids>. Accedido 18-09-2015 (vid. pág. 17).

- Callavik, Magnus y col. (2012). *The hybrid HVDC breaker*. Inf. téc. ABB Grid Systems (vid. págs. 20, 172).
- Chaudhary, S.K. y col. (2009). «Chopper controlled resistors in VSC - HVDC transmission for WPP with full-scale converters». En: *IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE)*, págs. 1-8. DOI: 10.1109/SAE.2009.5534882 (vid. pág. 20).
- Chaudhuri, Nilanjan y col. (2014). *Multi-terminal Direct-Current Grids: Modeling, Analysis, and Control*. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-1-118-72910-6 (vid. pág. 19).
- Chen, Xia y col. (2011). «LCC based MTDC for grid integration of large onshore wind farms in Northwest China». En: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, págs. 1-10. DOI: 10.1109/PES.2011.6039017 (vid. pág. 21).
- Chen, Zhe, J.M. Guerrero y F. Blaabjerg (2009). «A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* Vol. 24.Num. 8, págs. 1859-1875. ISSN: 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2009.2017082 (vid. pág. 8).
- Conroy, J. y R. Watson (2009). «Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies». En: *Renewable Power Generation, IET* Vol. 3.Num. 1, págs. 39-52. ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20070091 (vid. pág. 30).
- D'Derlée, Johel Rodríguez (2013). «Control strategies for offshore wind farms based on PMSG wind turbines and HVdc connection with uncontrolled rectifier.» Tesis doct. Universitat Politècnica de València (vid. págs. 3, 14, 80).
- DONG energy, Vattenfall (2006). *Danish offshore wind: Key Environmental Issues*. Inf. téc. Danish Energy Authority y Danish Forest and Nature Agency (vid. pág. 1).
- Dierckxsens, C. y col. (2012). «A distributed DC voltage control method for VSC MTDC systems». En: *Electric Power Systems Research* Vol. 82.Num. 1, págs. 54-58. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2011.08.006 (vid. pág. 25).
- EIRGRID Grid Code* (2015). <http://www.eirgrid.com/operations/gridcode/>. Accedido 18-09-2015 (vid. pág. 21).

- EWEA (2014). *The European offshore wind industry. Key trends and statistics 2013*. Inf. téc. European Wind Energy Association (vid. pág. 2).
- Egea-Alvarez, A y col. (2012). «Primary and secondary power control of multi-terminal HVDC grids». En: *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC)*, págs. 1-6. DOI: 10.1049/cp.2012.1989 (vid. págs. 23-25).
- Elgerd, Olle I. (1982). *Electric energy systems theory. An introduction*. Mc Graw Hill. ISBN: 978-0-070-99286-3 (vid. págs. 187, 188).
- Fairley, Peter (2014). *Norway Wants to Be Europe's Battery - IEEE Spectrum*. English. IEEE. URL: <http://spectrum.ieee.org/green-tech/wind/norway-wants-to-be-europes-battery> (visitado 18-09-2015) (vid. pág. 14).
- Fichaux, N. y J. Wilkes (2009). *Oceans of opportunity - harnessing europes largest domestic energy source*. Inf. téc. European Wind Energy Association (EWEA) (vid. pág. 2).
- Franck, C.M. (2011). «HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 26.Num. 2, págs. 998-1007. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2095889 (vid. pág. 20).
- GWEC (2015). *Global Report 2014*. Inf. téc. Global Wind Energy Council (vid. pág. 2).
- Gagnon, R. y col. (2012). «Hydro-Québec Strategy to Evaluate Electrical Transients Following Wind Power Plant Integration in the Gaspie Transmission System». En: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* Vol. 3.Num. 4, págs. 880-889. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2012.2200304 (vid. pág. 16).
- Gómez Expósito, Antonio (2002). *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Mc Graw Hill Interamericana S.L. ISBN: 978-84-481-3592-8 (vid. pág. 26).
- Gomis-Bellmunt, Oriol y col. (2011). «Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms». En: *Electric Power Systems Research* Vol. 81.Num. 2, págs. 271-281. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2010.09.006 (vid. pág. 19).

- Haileselassie, Temesgen M., Molinas, Marta y Undeland, Tore (2008). «Multi-terminal VSC-HVDC system for integration of offshore wind farms and green electrification of platforms in the North Sea». En: *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE)*, pág. 8. ISBN: 978-951-22-9708-5 (vid. pág. 25).
- Hansen, A. D. y col. (2004). «Review of contemporary wind turbine concepts and their market penetration». En: *Wind Engineering* Vol. 28, págs. 247-263. ISSN: 0309-524X. DOI: 10.1260/0309524041590099 (vid. pág. 10).
- Hansen, L. H. y L. Helle (2001). *Conceptual Survey of generators and power electronics for wind turbines*. Inf. téc. Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark (vid. pág. 9).
- Hansen, M. H. y col. (2005). *Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine*. Inf. téc. (vid. pág. 65).
- Heier, Siegfried (2009). *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-1-119-96294-6 (vid. pág. 34).
- Hillier, Frederick S. y Gerald J. Lieberman (2006). *Introducción a la investigación de operaciones*. Mc Graw Hill. ISBN: 978-9-684-22993-8 (vid. pág. 139).
- Hungasutra, S. y R. M. Mathur (1989). «Unit Connected Generator with Diode Valve Rectifier Scheme». En: *IEEE Power Engineering Review* Vol. 9.Num. 5, págs. 52-53. ISSN: 0272-1724. DOI: 10.1109/MPER.1989.4310694 (vid. págs. 3, 14).
- Iravani, Reza y Amirnaser Yazdani (2010). *Voltage Sourced Converters in Power Systems*. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-0-470-52156-4 (vid. pág. 3).
- Jonkman, Jason Mark y col. (2009). *Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*. Inf. téc. National Renewable Energy Laboratory Golden, CO (vid. pág. 35).
- Karystianos, M. y col. (2013). «Operation of the electrical system of Crete in interconnection with the mainland grid: A stability study». En: *Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP) Symposium*, págs. 1-8. DOI: 10.1109/IREP.2013.6629345 (vid. pág. 50).

- Kirby, N.M. y col. (2002). «HVDC transmission for large offshore wind farms». En: *Power Engineering Journal* Vol. 16.Num. 3, págs. 135-141. ISSN: 0950-3366. DOI: 10.1049/pe:20020306 (vid. pág. 11).
- Krause, Paul C. y col. (2002). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. Second. IEEE Press Series in Power Engineering - John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-1-118-02429-4 (vid. pág. 105).
- Krishnan, Ramu (2010). *Permanent Magnet Synchronous and Brushless DC Motor Drives*. CRC Press. ISBN: 978-0-824-75384-9 (vid. págs. 41, 67).
- Kundur, Prabha (1994). *Power System Stability and Control*. Mc Graw Hill. ISBN: 978-0-070-35958-1 (vid. págs. 3, 13, 26, 43, 49, 55, 78, 79, 104, 120).
- Lazaridis, Lazaros P. (2005). «Economic Comparison of HVAC and HVDC solutions for large of shore wind farms under special consideration of reliability». Tesis doct. Royal Institute of Technology, Department of Electrical Engineering (Stockholm) (vid. págs. 11, 12, 14).
- Lesnicar, A. y R. Marquardt (2003). «An innovative modular multilevel converter topology suitable for a wide power range». En: *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*. Vol. 3, 6 pp. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304403 (vid. pág. 12).
- Leterme, Willem y col. (2014). «Overview of Grounding and Configuration Options for Meshed HVDC grids». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 29, págs. 2467-2475. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2331106 (vid. págs. 13, 21).
- Li Wang y col. (2010). «Power-Flow Control and Stability Enhancement of Four Parallel-Operated Offshore Wind Farms Using a Line-Commutated HVDC Link». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 25.Num. 2, págs. 1190-1202. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2034915 (vid. pág. 26).
- Li, H. y Z. Chen (2008). «Overview of different wind generator systems and their comparisons». En: *Renewable Power Generation, IET* Vol. 2.Num. 2, págs. 123-138. ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20070044 (vid. pág. 11).
- Li, Risheng, S. Bozhko y G. Asher (2008). «Frequency Control Design for Offshore Wind Farm Grid With LCC-HVDC Link Connection». En: *IEEE Transactions on Power Electronics* Vol. 23.Num. 3, págs. 1085-1092. ISSN: 0885-8993. DOI: 10.1109/TPEL.2008.921193 (vid. pág. 22).

- Li, Xiaolin y col. (2014). «Nanao multi-terminal VSC-HVDC project for integrating large-scale wind generation». En: *PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014 IEEE*, págs. 1-5. DOI: 10.1109/PESGM.2014.6939123 (vid. pág. 16).
- Lie Xu, Liangzhong Yao y M. Bazargan (2009). «DC grid management of a multi-terminal HVDC transmission system for large offshore wind farms». En: *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply SUPERGEN*, págs. 1-7. DOI: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348101 (vid. pág. 25).
- Lisserre, M. y col. (2011). «Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* Vol. 58.Num. 4, págs. 1081-1095. ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2010.2103910 (vid. pág. 11).
- MacLeod, N. y col. (2015). *A Technological Roadmap for the Development of the European Supergrid*. Inf. téc. Lund, Sweden: CIGRE (vid. pág. 14).
- Machida, Takehiko y col. (1978). «Control and protection of HVDC systems with diode valve converter». En: *Electrical Engineering in Japan* Vol. 98.Num. 1, págs. 62-70. ISSN: 1520-6416. DOI: 10.1002/eej.4390980109 (vid. págs. 3, 14).
- Martinez-Velasco, Juan A. (2010). *Power System Transients: Parameter Determination*. CRC Press. ISBN: 978-1-420-06529-9 (vid. pág. 50).
- Mazzoldi, F. y col. (1989). «Adaptation of the control equipment to permit 3-terminal operation of the HVDC link between Sardinia, Corsica and mainland Italy». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 4.Num. 2, págs. 1269-1274. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/61.25613 (vid. pág. 16).
- Medgrid Desertec* (2014). <http://www.medgrid-psm.com>. Accedido 18-09-2015 (vid. pág. 19).
- Menke, Peter (2015). «New Grid Access Solutions for offshore wind farms». En: *EWEA Offshore 2015*. PO 208. Copenhagen (vid. págs. 3, 12, 15).
- Meyer, C., M. Kowal y R.W. De Doncker (2005). «Circuit breaker concepts for future high -power DC- applications». En: *Conference Record of the 2005 Industry Applications - Fourtieth IAS Annual Meeting*. Vol. 2, págs. 860-866. DOI: 10.1109/IAS.2005.1518439 (vid. pág. 19).

- Montilla d'Jesús, Miguel Eduardo (2010). «Control de parques eólicos offshore conectados a red mediante enlace de continua HVdc -LCC». Tesis doct. Universidad Carlos III de Madrid (vid. pág. 13).
- Mura, F., C. Meyer y R.W. De Doncker (2010). «Stability analysis of high-power DC grids». En: *Industrial Commercial Power Systems Technical Conference*, págs. 1-8. DOI: 10.1109/ICPS.2009.5463964 (vid. pág. 51).
- Muyeen, S. M. (2012). *Wind Energy Conversion Systems*. Springer. ISBN: 978-1-4471-2201-2 (vid. pág. 80).
- Muyeen, S. M., Junji Tamura y Toshiaki Murata (2009). *Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm*. Springer. ISBN: 978-1-84800-316-3 (vid. pág. 35).
- Muyeen, S. M. y col. (2007). «Comparative study on transient stability analysis of wind turbine generator system using different drive train models». En: *Renewable Power Generation, IET* Vol. 1.Num. 2, págs. 131-141. ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20060030 (vid. pág. 35).
- Nakajima, T. y Shoichi Irokawa (1999). «A control system for HVDC transmission by voltage sourced converters». En: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Vol. 2, págs. 1113-1119. DOI: 10.1109/PSS.1999.787474 (vid. pág. 25).
- Negra, N. Barberis, J. Todorovic y T. Ackermann (2006). «Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms». En: *Electric Power Systems Research* Vol. 76.Num. 11, págs. 916-927. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2005.11.004 (vid. págs. 3, 11, 14).
- Osauskas, C. y A. Wood (2003). «Small-signal dynamic modeling of HVDC systems». En: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 18.Num. 1, págs. 220-225. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2002.803843 (vid. pág. 26).
- Polinder, H. y col. (2005). «Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines». En: *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives*, págs. 543-550. DOI: 10.1109/IEMDC.2005.195776 (vid. pág. 11).
- Power Quality Measurement Procedure* (2009). Inf. téc. MEASNET - Measuring Network of Wind Energy Institutes (vid. pág. 20).
- Prieto-Araujo, E. y col. (2011). «Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms». En: *IEEE*

- Transactions on Power Delivery* Vol. 26.Num. 4, págs. 2476-2485. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2144625 (vid. pág. 24).
- Prieto, Valentín M. Parra y col. (1990). *Teoría de Circuitos - Tomo I*. Universidad Nacional de Educación a Distancia. ISBN: 84-362-1950-3 (vid. pág. 143).
- Schettler, F., H. Huang y N. Christl (2000). «HVDC transmission systems using voltage sourced converters design and applications». En: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Vol. 2, págs. 715-720. DOI: 10.1109/PSS.2000.867439 (vid. pág. 20).
- Slavomir Seman, Rainer Zurowski, Timo Christ (2015). «Investigation of DC Converter Nonlinear Interaction with Offshore Wind Power Park System». En: *EWEA Offshore 2015*. PO 214. Copenhagen (vid. págs. 3, 12).
- Slootweg, J.G. y col. (2003). «General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations». En: *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 18.Num. 1, págs. 144-151. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.807113 (vid. pág. 36).
- Sopanen, J. y col. (2011). «Dynamic Torque Analysis of a Wind Turbine Drive Train Including a Direct-Driven Permanent-Magnet Generator». En: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* Vol. 58.Num. 9, págs. 3859-3867. ISSN: 0278-0046. DOI: 10.1109/TIE.2010.2087301 (vid. págs. 37, 41).
- Stevenson, William D., José Bescos Belarra y Ángel Gonzalo Medrano (1976). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. Mc Graw Hill. ISBN: 978-9-686-04698-4 (vid. pág. 11).
- Szechtman, M., T. Wess y C. V. Thio (1991). «First benchmark model for HVDC control studies». En: *Electra* Vol. 135.Num. 135, págs. 54-73 (vid. pág. 48).
- Tang, Lianxiang y Boon-Teck Ooi (2002). «Protection of VSC-multi-terminal HVDC against DC faults». En: *IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference*. Vol. 2, 719-724 vol.2. DOI: 10.1109/PSEC.2002.1022539 (vid. pág. 21).
- The European Supergrid* (2014). <http://www.friendsofthesupergrid.eu>. Accedido 18-09-2015 (vid. pág. 19).
- The North Sea Grid* (2014). <http://www.northseagrid.info/>. Accedido 18-09-2015 (vid. pág. 19).

- UNE-EN 61400-21 Aerogeneradores Parte 21: Medida y Evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red. (2009). AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación (vid. pág. 20).
- Vrana, Til Kristian, Lorenzo Zeni y Olav Bjarte Fosso (2012a). «Active Power Control with Undead-Band Voltage & Frequency Droop for HVDC Converters in Large Meshed DC Grids». En: *EWEA 2012-European Wind Energy Conference & Exhibition* (vid. pág. 25).
- (2012b). «Dynamic active power control with improved undead-band droop for HVDC grids». En: *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*, págs. 1-6. DOI: 10.1049/cp.2012.1975 (vid. pág. 25).
- Vrana, Til Kristian y col. (2013). «A classification of DC node voltage control methods for HVDC grids». En: *Electric power systems research* Vol. 103, págs. 137-144. DOI: 10.1016/j.epsr.2013.05.001 (vid. pág. 24).
- Weimers, Lars (1998). «HVDC Light - a new Tecnology for a better environment». En: *IEEE Winter Meeting, Tampa, Florida* (vid. pág. 3).
- Weixing Lu y Boon-Teck Ooi (2003). «DC overvoltage control during loss of converter in multiterminal voltage-source converter-based HVDC (M-VSC-HVDC)». En: *Power Delivery, IEEE Transactions on* Vol. 18.Num. 3, págs. 915-920. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.813888 (vid. pág. 25).
- Xia Chen y col. (2011). «Integrating Wind Farm to the Grid Using Hybrid Multiterminal HVDC Technology». En: *IEEE Transactions on Industry Applications* Vol. 47.Num. 2, págs. 965-972. ISSN: 0093-9994. DOI: 10.1109/TIA.2010.2102326 (vid. págs. 14, 25).
- Yang, X. y C. Chen (2004). «HVDC dynamic modelling for small signal analysis». En: *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 151. Num. 6, págs. 740-746. DOI: 10.1049/ip-gtd:20040798 (vid. pág. 26).
- Yao, L. y L. Xu (2012). «DC voltage control and power dispatch of a multi-terminal HVDC system for integrating large offshore wind farms». En: *IET Renewable Power Generation* Vol. 5, págs. 223-233. DOI: 10.1049/iet-rpg.2010.0118 (vid. pág. 26).

Yazdani, Amirnaser y Reza Iravani (2010). *Voltage-Sourced Converters in Power Systems. Modeling, Control, and Applications*. John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 978-0-470-52156-4 (vid. págs. 42, 53).

Zhang, J., Z. Chen y M. Cheng (2007). «Design and comparison of a novel stator interior permanent magnet generator for direct-drive wind turbines». En: *Renewable Power Generation, IET* Vol. 1.Num. 4, págs. 203-210. ISSN: 1752-1416. DOI: 10.1049/iet-rpg:20070054 (vid. pág. 41).



# Índice alfabético

- Aerogenerador
    - Clasificación por tipos, 9
    - Componentes, 8
    - Modelo agregado, 32
  - Cables submarinos
    - Cálculo de parámetros, 213
    - Modelos, 50
  - Comunicaciones, 64, 155, 158
  - Contorno de las raíces
    - Convertidor VSC-2, 174
    - Inversor VSC, 119
    - Parque eólico aislado, 93
    - Parque eólico conectado, 112
    - Sistema multipunto, 179
    - Sistema punto-a-punto, 126
  - Control
    - Corrientes del VSC, 72
    - Generador eléctrico, 66
    - Multipunto, 148
    - Potencia activa VSC-2, 149
    - Potencia reactiva VSC, 76
    - Tensión continua del enlace HVDC, 74
    - Tensión continua del enlace HVDC multipunto, 150
    - Tensión y frecuencia de la red marina, 68
    - Velocidad del aerogenerador, 64
  - Cortocircuitos
    - Ensayo en la red HVDC, 192
  - Ensayo en la red marina de alterna, 132
  - Ensayo en la red terrestre de alterna, 137
  - Inyección de potencia reactiva, 79
  - VDCOL del aerogenerador, 76
  - VDCOL del inversor VSC, 78
- Ecuaciones de estado
    - Red radial HVDC, 176
    - Convertidores VSC, 166
    - Inversor VSC, 114
    - Parque eólico aislado, 88
    - Parque eólico conectado, 106
    - Sistema multipunto, 176
    - Sistema punto-a-punto, 124
  - Ensayos
    - Cambios en flujos de potencia en la red multipunto, 190
    - Energización del sistema punto-a-punto, 130
  - Lugar de las raíces
    - Convertidores VSC-1,3, 171
  - Modelo
    - Doble Convertidor, 41
    - Filtro del rectificador
      - Alterna  $Z_{FR}$ , 45
      - Continua  $L_R$ , 49
    - Generador Imanes
      - Permanentes, 37

- Inversor VSC, 51
- Multipunto, 55
- Rectificador, 45
- Red Marina de Alterna, 43
- Red terrestre, 54
- Rotor eólico, 33
- Sistema mecánico de transmisión, 34
- Transformador
  - Doble convertidor, 42
  - Rectificador, 48
- Operación óptima
  - Red mallada con  $n$  terminales, 163
  - Red mallada con 4 terminales, 159
  - Red radial con  $n$  terminales, 155
  - Red radial con 4 terminales, 151
- Operación en Régimen Permanente
  - Inversor VSC, 80
  - Multipunto, 187
  - Punto-a-punto, 84
- Respuesta
  - a un escalón en la potencia  $P_{F5}$  del multipunto, 177
  - a un escalón en la corriente  $I_{Idc1,3}$  de VSC-1,3, 168
  - a un escalón en la potencia  $P_{VS2}$  de VSC-2, 170
  - a un escalón en la tensión  $E_I$  del inversor VSC, 118
  - del punto-a-punto, 125
  - a un escalón en la tensión  $V_{Fd}$ , 92
- Validación del Modelo
  - $\omega_F$  variable, 93
  - Ecuaciones dinámicas, 108
  - Retardo en las comunicaciones, 98



