

ESTRATEGIAS PARA UNA MEDIDA PRECISA DEL FLICKER PROVOCADO POR AEROGENERADORES

AUTOR:

KOLDO REDONDO SERRANO

DIRECTORES:

ANDONI LAZKANO BILBAO

JOSÉ JULIO GUTIÉRREZ RUIZ

TESIS DOCTORAL

eman ta zabal zazu



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE COMUNICACIONES

Bilbao, Junio 2016

*Dedicado a Eneritz y June,
† Agus y Josu,
Amaia y Rodrigo,
y especialmente a ti † Andoni.*

RESUMEN

La generación eólica, como fuente de energía renovable, ha experimentado un gran crecimiento en las últimas décadas. La integración en la red de dicha energía implica un importante desafío desde el punto de vista de la calidad de suministro eléctrico. El estándar IEC 61400-21 busca proporcionar una metodología uniforme para la evaluación de las características de calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red. Esta tesis centra su estudio en el procedimiento de medida de las fluctuaciones de tensión o flicker que se especifica en dicho estándar.

El estándar deja un excesivo margen al empleo de distintos criterios para el diseño e implementación digital del procedimiento de medida. Esto genera importantes divergencias en los resultados obtenidos por distintas implementaciones del procedimiento ante las mismas señales de entrada. El estudio realizado revela que el origen de las divergencias está en el primer bloque del procedimiento denominado red ficticia. En concreto, en las dos tareas de procesamiento digital de señal involucradas en él: la estimación de la fase instantánea de la componente fundamental de la tensión y la derivada de la corriente.

Con respecto a la tarea de estimación de la fase instantánea, el trabajo demuestra que es necesario realizar un prefiltrado paso banda para eliminar las perturbaciones de la tensión. Además, se recomienda que la estrategia de filtrado no introduzca distorsión de fase sobre la tensión. Con respecto a la tarea de derivación de la corriente se resaltan varios aspectos sensibles para su implementación digital: por un lado, el retardo de medio periodo de muestreo que introducen los derivadores de longitud par y, por otro, la importancia de asegurar un comportamiento derivador en el ancho de banda de la corriente.

Desde un punto de vista metodológico, la tesis se ha soportado en un extenso trabajo experimental, involucrando tanto señales simuladas como registros reales de aerogenerador. Las primeras han permitido determinar de manera acotada los problemas que cada una de las tareas de procesado puede involucrar y ha permitido plantear estrategias para solucionarlos. Por otro lado, los registros en aerogenerador han permitido trasladar las conclusiones previas a un escenario real, confirmando que las estrategias expuestas mejoran claramente los resultados.

Finalmente se propone un protocolo de pruebas de verificación con el objetivo de acotar los grados de libertad de la implementación digital y, de ese modo, reducir las divergencias. Adicionalmente, la tesis demuestra la utilidad del protocolo para identificar aquellas implementaciones del procedimiento de medida que obtienen resultados imprecisos, contrastando los resultados de las pruebas con resultados en registros reales de aerogenerador.

Las conclusiones que se derivan de este trabajo de tesis han sido trasladadas al grupo de mantenimiento TC88 MT21 del estándar IEC 61400-21, esperando su inclusión en la nueva edición 3. A su vez, las recomendaciones sobre la implementación del procedimiento de medida de flicker que se han señalado pueden ser útiles a los desarrolladores de equipos de certificación de calidad de suministro en aerogeneradores, para orientar adecuadamente el diseño de sus implementaciones.

ABSTRACT

Wind power generation, as a source of renewable energy, has increased significantly during the last decades. The integration into the grid of this kind of energy poses a significant challenge regarding power quality. The IEC 61400-21 standard aims at providing a uniform methodology for the evaluation of the power quality characteristics of grid-connected wind turbines. This thesis focuses on the analysis of the voltage fluctuations or flicker measurement procedure specified by such standard.

The standard is not restrictive enough when describing the design and digital implementation of the measurement procedure. Consequently, different implementations provide significantly diverging results for the same input signals. This study revealed that the origin of the divergences lays on the first block of the procedure, named fictitious grid. Specifically, it is related to the two digital signal processing tasks involved: estimation of the instantaneous phase of the fundamental of the voltage, and the current differentiation.

Regarding the estimation of the instantaneous phase, this work proves that a band-pass prefiltering strategy is required to suppress disturbances in the voltage. Moreover, it is recommended that the voltage filtering method does not introduce phase distortion. Regarding current differentiation, several sensitive aspects are highlighted: the delay of half the sampling period introduced by even-length differentiators, and the importance of ensuring an accurate frequency response of the digital differentiator in the whole bandwidth of the current signal.

From a methodological point of view, the thesis has been supported by an extensive experimental work, involving both simulated waveforms and real records acquired in wind turbines. The former allowed identifying and quantifying the problems that each processing task may involve, and suggesting strategies to solve them. On the other hand, the latter, i.e., real wind turbine records, allowed translating the previous conclusions to a real scenario, confirming that the proposed strategies clearly improved the results.

Finally, a verification test protocol is suggested in order to limit the degrees of freedom of the digital implementation and narrow the divergences. Additionally, the thesis proves the usefulness of the protocol to identify implementations of the measurement protocol that obtain imprecise results, contrasting the test results with the results obtained in real wind turbine records.

The conclusions derived from this thesis work have been translated to the IEC Maintenance Team TC88/MT21 of the IEC 61400-21 standard, and will be included in the third edition of the standard. In addition, the proposed recommendations regarding the implementation of the flicker measurement procedure could be used by developers of wind turbine power quality certification equipment, as a guide to optimize their implementations.

LABURPENEA

Sorkuntza eolikoak azken hamarkadetan hazkuntza handia bizi izan du energia iturri berriztagarri gisa. Energia elektrikoaren hornitze-kalitatearen ikuspegitik, erronka handia da energia hori sarean txertatzea. IEC 61400-21 estandarrak, sarera lotuak dauden haize-sorgailuen hornitze-kalitatea balioztatzeko metodologia uniforme bat sortzea du helburu. Tesi hau estandar horretan zehazten diren flicker edo tentsio gorabeherak neurtzeko prozeduraren ikerketan datza.

Estandarrak neurketa prozeduraren diseinu zein inplementazio digitalean irizpide ezberdinak erabiltzeko gehiegizko aldea baitmentzen du. Hortaz, desadostasun garrantzitsuak sortzen dira prozeduraren inplementazio ezberdinen emaitzen artean, sarrera seinaleak berdinak izanik. Egindako ikerketak desadostasunen sorrera prozeduraren lehenengo blokean dagoela ezagutarazi du, sare-fiktizio deritzona. Zehazki, seinaleen prozesatze digitalaz arduratzen diren bi zereginetan: tentsioaren oinarritzko osagaiaren aldiuneko fasearen estimazioa eta korrontearen deribazioa.

Aldiuneko fasearen estimazioari dagokionez, lanak erakusten du aurretiko banda-paseko iragazki bat erabiltzea beharrezkoa dela, tentsioaren perturbazioak deuseztatzeko. Era berean, zero fase motako iragazketa estrategia gomendatzen du, iragazkiak berak tentsioan sartu dezakeen fase-distortsioa ekiditeko. Era berean, korrontearen deribazioari dagokionez, inplementazio digitalerako sentikorrek diren zenbait alderdi nabarmentzen dira: alde batetik, luzera bikoitiko deribatzaileek sarrarazten duten laginketaren periodo erdiaren atzerapena, eta bestetik, korrontearen banda-zabalera osoan deribatzaile jarrera ziurtatzeak duen garrantzia.

Metodologiaren ikuspuntutik, tesiak lan esperimental zabala behar izan du. Bertan, bai seinale simulatuak zein benetako haize-sorgailuen erregistroak tartean sartuz. Lehenengoek, prozeduraren zeregin bakoitzak ekar ditzakeen arazoak era mugatuan zehaztea baimendu dute, era berean, konponketa bideak eskainiz. Bestetik, haize-sorgailuen erregistroek aurreko ondorioak benetako egoera batera eramatea baimendu dute, azaldutako estrategiek emaitzak nabarmenki hobetzen dituztela baieztatuz.

Azkenik, egiaztapen froga protokolo bat proposatzen da. Protokolo honek desadostasunak murrizteko inplementazio digitalaren askatasun-graduak mugatzea du helburu. Tesiak protokoloaren erabilgarritasuna erakusten du ere, emaitza zehaztugabeak lortzen dituzten neurketa prozeduraren inplementazioak identifikatzea baimentzen baitu. Hori azaltzeko, frogen emaitzak benetako haize-sorgailuen erregistroen emaitzekin konparatzen dira.

Tesi lan honen ondorioak estandarra mantentzeko TC88 MT21 taldeari jakinarazi zaizkio, 3. edizio berrian barneratzeko zain egonez. Era berean, azaldutako flicker neurketa prozeduraren inplementaziorako gomendioak, erabilgarriak izan daitezke haize-sorgailuen hornitze-kalitatearen egiaztatze tresneria garatzen duten erakundeentzat, beraien inplementazioen diseinuak era egokian bideratzeko.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. La aerogeneración como fuente renovable de energía eléctrica	2
1.2. Aerogeneradores: principios de funcionamiento	6
1.3. Calidad en el suministro eléctrico de aerogeneradores conectados a la red	14
1.4. Fluctuaciones de tensión	17
1.4.1. Medidor de flicker IEC	19
1.4.2. Medida de flicker en aerogeneradores	22
2. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS	23
2.1. Caracterización del flicker según el estándar IEC 61400-21	24
2.1.1. Red ficticia	24
2.1.2. Medida de la emisión de flicker en funcionamiento continuo	27
2.1.3. Medida de la emisión de flicker en operaciones de conexión	33
2.2. Problemática del procedimiento de medida	38
2.3. Objetivos de la tesis	41
2.4. Estructura del documento	44
3. HERRAMIENTAS Y MATERIALES	45
3.1. Sistema de medida de flicker en aerogeneradores	46
3.2. Registros de campo en aerogeneradores	47
3.2.1. Campaña de registro en aerogenerador de tipo I	47
3.2.2. Campaña de registro en aerogenerador de Tipo III	55
3.3. Sistema de análisis	59
3.3.1. Módulo de preprocesado de la BR	60

3.3.2.	Módulo de generación de la Base de Análisis	61
3.3.3.	Bases de Análisis	62
3.3.4.	Módulo de procesado	67
4.	HACIA UNA IMPLEMENTACIÓN PRECISA DE LA RED FICTICIA	69
4.1.	Estimación de la fase instantánea de $u_m(t)$	70
4.1.1.	Métodos de estimación utilizados	73
4.1.2.	Comportamiento de los métodos ante señales simuladas	77
4.1.3.	Estrategia para mejorar la estimación	80
4.2.	Derivación de la corriente $i_m(t)$	83
4.2.1.	Implementación digital de un derivador	86
4.2.2.	Comportamiento de los derivadores ante señales simuladas y recomendaciones para mejorar su precisión	88
5.	COMPORTAMIENTO EN ESCENARIOS REALES	99
5.1.	Estimación de la fase de la tensión $u_m(t)$	100
5.1.1.	Funcionamiento continuo	101
5.1.2.	Operaciones de conexión	111
5.1.3.	Conclusiones	119
5.2.	Derivación digital de la corriente $i_m(t)$	120
5.2.1.	Funcionamiento continuo	120
5.2.2.	Operaciones de conexión	127
5.2.3.	Conclusiones	134
6.	PROTOCOLO DE PRUEBAS DE VERIFICACIÓN	137
6.1.	Necesidad de un protocolo de verificación	138
6.2.	Marco analítico	139
6.3.	Descripción de las pruebas	141
6.3.1.	Pruebas para verificar la derivada de $i_m(t)$	141
6.3.2.	Pruebas para verificar la estimación de $u_0(t)$	144
6.4.	Utilidad del protocolo de pruebas	147
6.4.1.	Prueba 1: Corriente $i_m(t)$ modulada AM	148
6.4.2.	Prueba 2: Corriente $i_m(t)$ con interarmónicos	150
6.4.3.	Prueba 3: Tensión $u_m(t)$ con múltiples pasos por cero	151
6.4.4.	Prueba 4: Tensión $u_m(t)$ con interarmónicos	153

6.4.5.	Prueba 5: Tensión $u_m(t)$ y corriente $i_m(t)$ con pequeñas variaciones de frecuencia	155
6.5.	Conclusiones	156
7.	CONCLUSIONES	159
7.1.	Principales aportaciones de la tesis	160
7.2.	Difusión de resultados	162
7.2.1.	Proyectos	162
7.2.2.	Publicaciones	163
7.2.3.	Participación en actividades de estandarización	166
7.3.	Líneas futuras	166
	Anexos	169
A.	CARACTERÍSTICA FLICKER DE LOS AEROGENERADORES	171
A.1.	Aerogenerador AG-TI	171
A.1.1.	Característica flicker en operación continua . .	171
A.1.2.	Característica flicker en operaciones de conexión	174
A.2.	Aerogenerador AG-TIII	175
A.2.1.	Característica flicker en operación continua . .	175
A.2.2.	Característica flicker en operaciones de conexión	175
B.	ENSAYOS DE VERIFICACIÓN SEGÚN EL ESTÁNDAR IEC 61000-4-15	179
B.1.	Descripción de los ensayos	180
B.2.	Resultados de la verificación del medidor de flicker IEC	184
	BIBLIOGRAFÍA	189

LISTA DE FIGURAS

1.1.	Evolución de la potencia instalada en España (Energías renovables frente al total)	3
1.2.	Cobertura de la demanda eléctrica en 2004 . .	4
1.3.	Cobertura de la demanda eléctrica en 2014 . .	4
1.4.	Evolución de la potencia instalada en España (Eólica frente al total)	5
1.5.	Evolución de las turbinas eólicas	8
1.6.	Esquema de una turbina eólica	8
1.7.	Curva de potencia de un aerogenerador	10
1.8.	Fluctuación rectangular	18
1.9.	Diagrama de bloques del medidor de flicker IEC	20
2.1.	Esquema de la red ficticia	25
2.2.	Procedimiento de medida en funcionamiento continuo	27
2.3.	Señales de entrada del ejemplo de funcionamiento continuo	29
2.4.	Tensiones $u_{fic}(t)$ del ejemplo de funcionamiento continuo	29
2.5.	P_{inst} y $P_{st, fic}$ del ejemplo de funcionamiento continuo	30
2.6.	Ejemplo de aplicación del ponderado a los coeficientes de flicker $c(50^\circ)$	32
2.7.	Procedimiento de medida en operaciones de conexión	34
2.8.	Señales de entrada del ejemplo de operación de conexión	35
2.9.	Tensiones $u_{fic}(t)$ del ejemplo de operación de conexión	36
2.10.	P_{inst} y $P_{st, fic}$ del ejemplo de operación de conexión	37

2.11.	Comparativa de $c(\psi_k)$ obtenidos ante un mismo tramo de 10 minutos	39
3.1.	Esquema del sistema completo de registro y procesado.	46
3.2.	Fotografía del aerogenerador VESTAS V29. . .	48
3.3.	Curva de potencia del AG-TI.	49
3.4.	Conexión eléctrica del AG-TI a la red	49
3.5.	Sistema de registro utilizado en la campaña del AG-TI.	51
3.6.	Torre meteorológica	53
3.7.	Sistema vía radio para transmitir la velocidad del viento	54
3.8.	Distribución en planta de los aerogeneradores del parque	55
3.9.	Fotografía del AG-TIII	56
3.10.	Curva de potencia del AG-TIII	57
3.11.	Conexión eléctrica del AG-TIII	58
3.12.	Sistema de registro de E2Q utilizado en el AG-TIII	58
3.13.	Esquema del sistema de procesado.	60
3.14.	Histograma de todos los tramos de funcionamiento continuo del AG-TI	64
3.15.	Histograma de los tramos de la BA_{cont} del AG-TI 65	
3.16.	Histograma de todos los tramos de funcionamiento continuo del AG-TIII	66
3.17.	Histograma de los tramos de la BA_{cont} del AG-TIII	67
4.1.	Tensión $u_0(t)$ de dos implementaciones de la estimación de la fase	71
4.2.	Tensión $u_{fic}(t)$ de dos implementaciones de la estimación de la fase	72
4.3.	Tensión $u_{fic}(t)$ de los tres métodos de estimación de la fase	79
4.4.	Respuesta frecuencial del filtro paso banda . .	81
4.5.	Esquema de la estrategia de filtrado de fase cero (ZPF).	82
4.6.	Derivada de $i_m(t)$ de dos implementaciones de la tarea de derivación	85

4.7.	Tensión $u_{fic}(t)$ de dos implementaciones de la tarea de derivación	86
4.8.	Filtros derivadores de longitud M impar	89
4.9.	Filtros derivadores de longitud M par	90
4.10.	Tensión $u_{fic}(t)$ de la implementación del derivador M = 2 y del ideal	92
4.11.	Filtros derivadores de longitud M = 3 y diferentes f_s	96
5.1.	$c(85^\circ)$ para los métodos de estimación de fase del tramo de funcionamiento continuo de AG-TI y AG-TIII	102
5.2.	Espectro de la tensión $u_m(t)$ del AG-TI y AG-TIII	105
5.3.	Forma de onda de la tensión $u_m(t)$ del AG-TIII	106
5.4.	Frecuencia fundamental de la tensión $u_m(t)$ del AG-TI y AG-TIII	106
5.5.	$c_{ref}(85^\circ)$ de las BA_{cont} del AG-TI y AG-TIII, cuando SCR = 50	108
5.6.	Tensión $u_m(t)$ en las operaciones de conexión del AG-TI y AG-TIII	113
5.7.	$k_f(85^\circ)$ para los métodos de estimación de fase de los tramos de operación de conexión de AG-TI y AG-TIII	114
5.8.	Espectrograma de la tensión $u_m(t)$ en las operaciones de conexión del AG-TI y AG-TIII	115
5.9.	$c(85^\circ)$ del tramo de funcionamiento continuo de AG-TI y AG-TIII, para los cuatro derivadores	121
5.10.	Espectro de la corriente $i_m(t)$ del AG-TI y AG-TIII	123
5.11.	$c_{ref}(85^\circ)$ de las BA_{cont} del AG-TI y AG-TIII, cuando SCR = 20	124
5.12.	Corriente $i_m(t)$ en las operaciones de conexión del AG-TI y AG-TIII	128
5.13.	$k_f(85^\circ)$ para los cuatro derivadores de los tramos de operación de conexión de AG-TI y AG-TIII	129
5.14.	Espectrograma de la corriente $i_m(t)$ en las operaciones de conexión del AG-TI y AG-TIII	130

6.1.	Desviación entre implementaciones en la prueba 1	149
6.2.	Desviación entre implementaciones en la prueba 2	151
6.3.	Desviación entre implementaciones en la prueba 3	152
6.4.	Desviación entre implementaciones en la prueba 4	154
6.5.	Desviación entre implementaciones en la prueba 5	155
A.1.	$c_{ref}(\psi_k)$ de la BA_{cont} del AG-TI (SCR = 50) . . .	172
A.2.	$c_{ref}(\psi_k)$ de la BA_{cont} del AG-TI (SCR = 20) . . .	173
A.3.	$c_{ref}(\psi_k)$ de la BA_{cont} del AG-TIII (SCR = 50) . . .	176
A.4.	$c_{ref}(\psi_k)$ de la BA_{cont} del AG-TIII (SCR = 20) . . .	177

LISTA DE TABLAS

1.1.	Previsión de la energía eólica en la UE	6
1.2.	Previsión de la energía eólica en España	6
2.1.	Parámetros característicos del aerogenerador tipo I	28
2.2.	$c(\psi_k)$ y $P_{st, fic}$ del ejemplo de funcionamiento continuo	31
2.3.	$c(\psi_k, v_a)$ reportados del ejemplo de funcionamiento continuo	33
2.4.	$k_f(\psi_k)$ y $k_u(\psi_k)$ del ejemplo de operación de conexión	38
2.5.	$k_f(\psi_k)$ y $k_u(\psi_k)$ reportados del ejemplo de operación de conexión	38
3.1.	Parámetros característicos del AG-TI	50
3.2.	Parámetros característicos del AG-TIII	57
3.3.	Clasificación de los tramos de las BR de los AG-TI y AG-TIII.	61
3.4.	Selección de tramos para las BA del AG-TI.	64
3.5.	Selección de tramos para las BA del AG-TIII.	66
4.1.	$c(\psi_k)$ y desviación entre dos implementaciones de la estimación de la fase de $u_m(t)$	73
4.2.	Parámetros característicos del aerogenerador simulado.	77
4.3.	$c(30^\circ)$ y desviación entre los tres métodos de estimación de fase y el valor de referencia	78
4.4.	$c(30^\circ)$ y desviación con el método ZCD y diferentes estrategias de prefiltrado	83
4.5.	$c(\psi_k)$ y desviación entre dos implementaciones de la derivada de $i_m(t)$	86
4.6.	$c(85^\circ)$ y desviación entre derivadores de longitud $M = 2$ a diferentes f_s	94

4.7.	$b_d, c(85^\circ)$ y desviación entre derivadores de longitud impar a diferentes f_s	95
5.1.	$c_{ref}(v_a, \psi_k)$ reportados para las BA_{cont} de los AG-TI y AG-TIII (SCR = 50)	109
5.2.	$c(10, 85^\circ)$ reportados con los tres métodos de estimación de fase y las tres estrategias de prefiltrado	110
5.3.	$k_{f_{ref}}(\psi_k)$ reportados para las BA de operaciones de conexión de los AG-TI y AG-TIII (SCR = 50)	117
5.4.	$k_f(85^\circ)$ reportados con los tres métodos de estimación de fase y las tres estrategias de prefiltrado	118
5.5.	$c_{ref}(v_a, \psi_k)$ reportados para las BA_{cont} de los AG-TI y AG-TIII (SCR = 20)	124
5.6.	$c(10, 85^\circ)$ reportados con varios derivadores a diferentes f_s	126
5.7.	$k_{f_{ref}}(\psi_k)$ reportados para las BA de operaciones de conexión de los AG-TI y AG-TIII (SCR = 20)	132
5.8.	$k_f(85^\circ)$ reportados con varios derivadores a diferentes f_s	133
6.1.	Parámetros de simulación para el protocolo	139
6.2.	Fluctuaciones relativas dI (%) para la prueba 1	143
6.3.	Amplitud relativa I_i (%) para la prueba 2	144
6.4.	Orden y amplitud de los armónicos para la prueba 3.	145
6.5.	Resultados de $c(\psi_k)$ en la prueba 1	149
6.6.	Resultados de $c(\psi_k)$ en la prueba 2	151
6.7.	Resultados de $c(\psi_k)$ en la prueba 3	153
6.8.	Resultados de $c(\psi_k)$ en la prueba 4	154
6.9.	Resultados de $c(\psi_k)$ en la prueba 5	156
A.1.	$c_{ref}(v_a, \psi_k)$ reportados para la BA_{cont} del AG-TI (ZCD-ZPF y M = 99)	174
A.2.	$k_{f_{ref}}(\psi_k)$ reportados para las BA_{on} y BA_{bt} del AG-TI (ZCD-ZPF y M = 99)	174
A.3.	$c_{ref}(v_a, \psi_k)$ reportados para la BA_{cont} del AG-TIII (ZCD-ZPF y M = 99)	175

A.4.	$k_{f_{ref}}(\psi_k)$ reportados para la BA_{on} del AG-TIII (ZCD-ZPF y $M = 99$)	175
B.1.	Ensayos de verificación del medidor de flicker IEC	180
B.2.	Respuesta normalizada para fluctuaciones de tensión sinusoidales.	181
B.3.	Respuesta normalizada para fluctuaciones de tensión rectangulares.	181
B.4.	Especificaciones de ensayo para fluctuaciones de tensión rectangulares.	182
B.5.	Especificaciones de ensayo para una combina- ción de variaciones de frecuencia y tensión. . .	182
B.6.	Especificaciones de ensayo para la tensión distorsionada por múltiples pasos por cero. . .	183
B.7.	Especificaciones de ensayo para saltos de fase.	184
B.8.	Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 1 (sinusoidales).	185
B.9.	Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 1 (rectangulares).	186
B.10.	Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 2 con fluctuaciones rectangulares. . . .	186
B.11.	Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 6.	187

LISTA DE ACRÓNIMOS

AC	Corriente alterna (Alternating Current)
AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
AG-TI	Aerogenerador Tipo I
AG-TIII	Aerogenerador Tipo III
BA	Base de Análisis
BA _{cont}	BA de funcionamiento continuo
BA _{on}	BA de operaciones de arranque
BA _{bt}	BA de operaciones de cambio entre generadores
BD	Base de Datos
BR	Base de Registros
BT	Baja Tensión
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CIGRÉ	Asociación internacional en torno al sistema eléctrico (International Council on Large Electric Systems)
CIREN	Conferencia Internacional sobre Distribución de Electricidad (International Conference and Exhibition on Electricity Distribution)
CRES	Centro de Energías Renovables (Center for Renewable Energy Sources)
CSE	Calidad de Suministro Eléctrico
DC	Corriente continua (Direct Current)

DEWI	Instituto Alemán de Energía Eólica (Deutsches Windenergie-Institut GmbH)
E2Q	Empresa Energy to Quality
ECN	Centro de Investigación de Energía de Holanda (Energy research Centre of the Netherlands)
EN	Norma Europea (European Norm)
FIR	Respuesta impulsional finita (Finite Impulse Response)
GSC	Grupo de Señal y Comunicaciones de la UPV/EHU
HT	Transformada Hilbert (Hilbert Transform)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)
LF	Estrategia de filtrado lineal (Lineal Filtering)
MEASNET	Red de Institutos de Medida de Energía Eólica (Measuring Network of Wind Energy Institutes)
MT	Media Tensión
MT21	Equipo de mantenimiento 21 (Maintenance Team 21)
NI	National Instruments
NF	Estrategia sin filtrado (No Filtering)
PC	Ordenador personal (Personal Computer)
PCC	Punto de Conexión Común
PER	Plan de Energías Renovables
PFER	Plan de Fomento de las Energías Renovables
PSD	Densidad espectral de potencia (Power Spectral Density)
RMS	Valor cuadrático medio (Root Mean Square)
RNL-Risø	Laboratorios Nacionales de Dinamarca - Risø (National Laboratories Denmark - Risø)
SCR	Relación de potencias de cortocircuito de la red ficticia y del aerogenerador (Short-Circuit Ratio)
STFT	Transformada de Fourier de tiempo corto (Short-Time Fourier Transform)

TC88	Comité técnico 88 (Technical Committee 88)
UE	Unión Europea
UNE	Una Norma Española
UNE-EN	Versión oficial en español de la norma europea correspondiente
UPV/EHU	Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea
USB	Bus universal en serie (Universal Serial Bus)
WG	Grupo de trabajo (Working Group)
ZCD	Detección de pasos por cero (Zero-Crossing Detection)
ZPF	Estrategia de filtrado de fase cero (Zero Phase Filtering)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	área [m ²]
a	amplitud
b_a	ancho de banda a 3dB [Hz]
b_d	ancho de banda de derivación [Hz]
c_m	media de los coeficientes de flicker
$c(\psi_k)$	coeficiente de flicker
$c_{ref}(\psi_k)$	coeficiente de flicker de referencia
$c(\psi_k, \nu_a)$	coeficiente de flicker reportado
$c_{ref}(\psi_k, \nu_a)$	coeficiente de flicker reportado
dI	amplitud relativa de la fluctuación [%]
$\frac{dim(t)}{dt}$	derivada de la corriente $i_m(t)$
d_k	coeficiente de un filtro de longitud M impar
$d_{\frac{2k-1}{2}}$	coeficiente de un filtro de longitud M par
E	energía [W]
$e(t)$	módulo de la envolvente de una señal paso banda
f	frecuencia [Hz]
\bar{f}	frecuencia media [Hz]
$f(t)$	frecuencia instantánea de la red [Hz]
f_0	frecuencia nominal de la red [Hz]
f_m	frecuencia de la fluctuación [Hz]
f_s	frecuencia de muestreo [Hz]

$H(f)$	respuesta frecuencial de un filtro
h	altura del rotor [m]
I	amplitud relativa de corriente [%]
I_n	corriente nominal de un aerogenerador [A]
$i_m(t)$	corriente generada por la turbina registrada [A]
$k_f(\psi_k)$	factor de flicker escalonado
$k_{f,ref}(\psi_k)$	factor de flicker escalonado de referencia
k_m	media de los factores de flicker escalonado
$k_u(\psi_k)$	factor de variación de tensión
L	retardo [muestras]
L_{fic}	inductancia de la red ficticia [H]
M	longitud del filtro derivador [muestras]
P	potencia [W]
P_{inst}	sensación instantánea de flicker
$P_{inst,max}$	valor máximo de la sensación instantánea de flicker
P_n	potencia nominal de una turbina eólica [W]
P_{lt}	severidad flicker de tiempo largo
$P_r(c < x)$	función de distribución acumulada ponderada de los coeficientes de flicker
P_{st}	severidad flicker de tiempo corto
$P_{st, fic}$	severidad flicker de tiempo corto de la tensión $u_{fic}(t)$
R	radio del rotor [m]
R_{fic}	resistencia de la red ficticia [Ω]
SCR	relación de potencias $S_{k, fic} / S_n$
$S_{k, fic}$	potencia aparente de cortocircuito de la red ficticia [VA]
S_n	potencia aparente asignada de un aerogenerador [VA]
T	periodo [s]
T_m	periodo de la fluctuación [s]

T_p	tiempo de medida del flicker en una operación de conexión [s]
T_s	periodo de muestreo [s]
$U_{fic,max}$	valor RMS máximo de la tensión $u_{fic}(t)$ en el intervalo T_p [V]
$U_{fic,min}$	valor RMS mínimo de la tensión $u_{fic}(t)$ en el intervalo T_p [V]
U_n	tensión nominal entre fases de un sistema trifásico [V]
U_v	amplitud relativa de rensión [%]
$u_0(t)$	tensión de la red ideal en la red ficticia [V]
$u_1(t)$	tensión en la impedancia de la red ficticia [V]
$u_{fic}(t)$	tensión ficticia [V]
$u_m(t)$	tensión en bornas del aerogenerador registrada [V]
$u_{m_a}(t)$	representación analítica de $u_m(t)$
$m(t)$	transformada Hilbert de $u_m(t)$ [V]
$u_{m_f}(t)$	tensión $u_m(t)$ filtrada [V]
v_n	amplitud de la muestra negativa [V]
v_p	amplitud de la muestra positiva [V]
$x[n]$	secuencia discreta de entrada
$y[n]$	secuencia discreta de salida
α_0	ángulo eléctrico para el instante inicial [radianes]
$\alpha_m(t)$	ángulo eléctrico de la tensión del aerogenerador registrada [radianes]
β	fase inicial [radianes]
Δf	desviación de frecuencia [Hz]
Δt	intervalo de tiempo [s]
ΔV	profundidad de la fluctuación [V]
$\frac{\Delta V}{V}$	profundidad de la fluctuación normalizada
λ	relación de velocidad de punta
v	velocidad del viento [m/s]

ν	orden de armónico
\bar{v}	velocidad de viento media [m/s]
v_a	velocidad de viento media anual [m/s]
v_{in}	velocidad de viento de arranque [m/s]
v_n	velocidad nominal de viento [m/s]
v_{out}	velocidad de viento de parada [m/s]
ρ	densidad del aire [kg/m ³]
σ	desviación estándar
$\Phi(\Omega)$	respuesta en fase discreta de un filtro [radianes]
ϕ	diámetro del rotor [m]
$\phi(t)$	fase de la envolvente de una señal paso banda [radianes]
ψ_k	ángulo de fase de la impedancia de red [grados]
Ω	pulsación discreta [rad/muestra]
Ω_0	pulsación discreta fundamental [rad/muestra]
ω	velocidad de rotación [rad/s]
ω_0	pulsación fundamental [rad/s]
ω_m	pulsación de la fluctuación [rad/s]

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

La indudable necesidad de apostar por fuentes energéticas que permitan un desarrollo medioambientalmente sostenible dirige la mirada sobre las energías renovables como alternativa a las fuentes tradicionales de generación de energía. Esta apuesta requiere un cambio de paradigma en el planteamiento energético de los países, pasando de un modelo de producción centralizado a uno distribuido, debido principalmente a la propia ubicación de los recursos renovables. Todo ello afecta a la capacidad de asegurar la Calidad de Suministro Eléctrico (CSE) de la red.

La integración de la energía eólica, como fuente de energía renovable que ha experimentado un gran crecimiento en los últimos años, supone uno de los desafíos más importantes desde el punto de vista de la CSE. Su principal impacto sobre la red se manifiesta en forma de perturbaciones tales como las fluctuaciones de tensión o flicker, el contenido armónico e interarmónico y las variaciones de potencia. Estas perturbaciones son dependientes de la tecnología de generación, de las características constructivas de la turbina

eólica, del modo de funcionamiento en el que se encuentre, así como de las condiciones medioambientales. En la actualidad, todas las instalaciones eólicas ponen los medios adecuados para que la calidad de la energía que generan se ajuste a los estándares y normas internacionales.

Este capítulo introductorio pretende resumir los aspectos más importantes de la energía eólica como fuente renovable de energía que afecta a la CSE de las redes en las que se integra. En un principio, se plantea y argumenta el creciente interés del tema debido principalmente al crecimiento que la energía eólica ha tenido en los últimos años, presentando la evolución y previsiones en España y en la Unión Europea (UE). A continuación se plantean los principios básicos de funcionamiento de un aerogenerador y sus características más importantes, para poder identificar los aspectos clave que están en la base de las perturbaciones eléctricas que pueden generar. Se plantea, posteriormente, un recorrido por el desarrollo de la normativa para la caracterización de la CSE en turbinas eólicas. Finalmente, se describen los principios básicos de dos herramientas necesarias para desarrollar este trabajo de tesis: la norma que define las especificaciones de diseño del medidor de fluctuaciones de tensión IEC 61000-4-15 y el estándar IEC 61400-21 para la caracterización de la CSE en aerogeneradores conectados a la red.

1.1 LA AEROGENERACIÓN COMO FUENTE RENOVABLE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A raíz de la primera crisis del petróleo en los años 70, pero sobre todo debido a los movimientos en contra de la energía nuclear de los años 80, se despierta con fuerza el interés por las energías renovables. Es a finales del siglo XX cuando diferentes gobiernos e instituciones promueven de manera firme la utilización de las energías renovables en pos de la sostenibilidad energética a través de distintos programas de investigación, industrialización y fabricación, y sus correspondientes subvenciones. A nivel europeo, fue la directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes

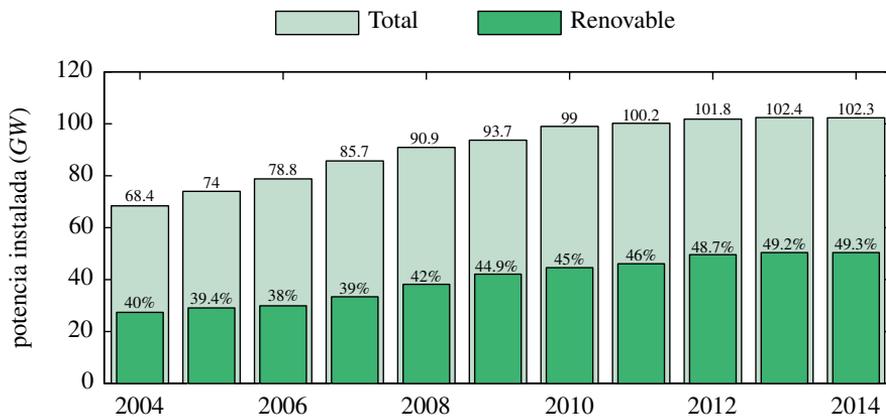


Figura 1.1. Evolución de la potencia instalada (GW) en España entre 2004 y 2014: energías renovables frente al total.

renovables, la que propició el despliegue masivo [1]. En ella se estableció como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea para el año 2020.

En España es en 1999 cuando se plantea un primer Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) con el objetivo de cubrir al menos un 12% del consumo de energía primaria con energía renovable para el 2010 [2]. A mitad de dicho periodo, en agosto de 2005, se publica el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 que constituye la revisión del PFER-1999, e incorpora un nuevo objetivo para el 2010: conseguir un 29.4% de generación eléctrica neta mediante energías renovables [3]. A vencimiento de 2010, España contaba con un 13.2% del consumo final bruto de energía y un 32.3% de generación eléctrica neta proveniente de energías renovables. Por esto, y con los objetivos europeos a 2020 establecidos por la directiva europea 2009/28/CE, se establece un nuevo PER 2011-2020 con objetivos acordes a los propuestos a nivel europeo [4], conseguir que un 20% del consumo final bruto de energía eléctrica provenga de energías renovables.

A raíz del impulso institucional, las energías renovables han presentado en estos años un crecimiento notable. Tal como muestra la Figura 1.1, en el año 2004, de un total de 68.4 GW instalados el 40% (unos 27.3 GW) procedía de fuentes de energía renovable [5]. Al

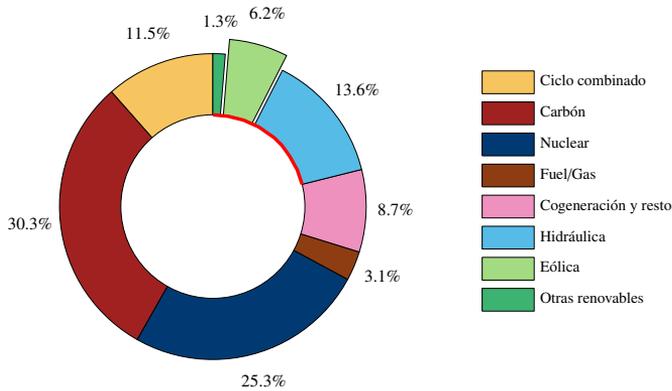


Figura 1.2. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular español en 2004 según las fuentes de generación [5] (las fuentes de energía renovable están indicadas en rojo).

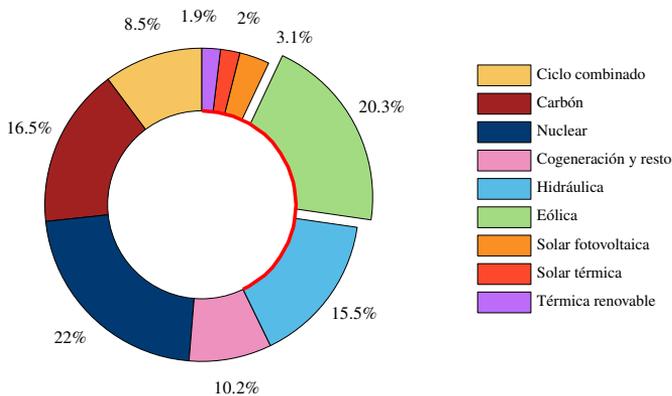


Figura 1.3. Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular español en 2014 según las fuentes de generación [6] (las fuentes de energía renovable están indicadas en rojo).

término del año 2014, de un total de 102.3 GW instalados, el 49.3 % (unos 50.4 GW) correspondía a fuentes de energía renovable [6]. Es decir, en estos 10 años el 68 % de la nueva potencia instalada ha sido renovable.

Si consideramos la evolución de la generación neta en GWh, se ha pasado de un 22.6 % de la generación aportada por energías renovables en 2004 a un 43.4 % al término del 2014, pasando de cubrir en un 21.1 % la demanda en 2004 (ver Figura 1.2) a un 42.8 % al término del 2014 (ver Figura 1.3).

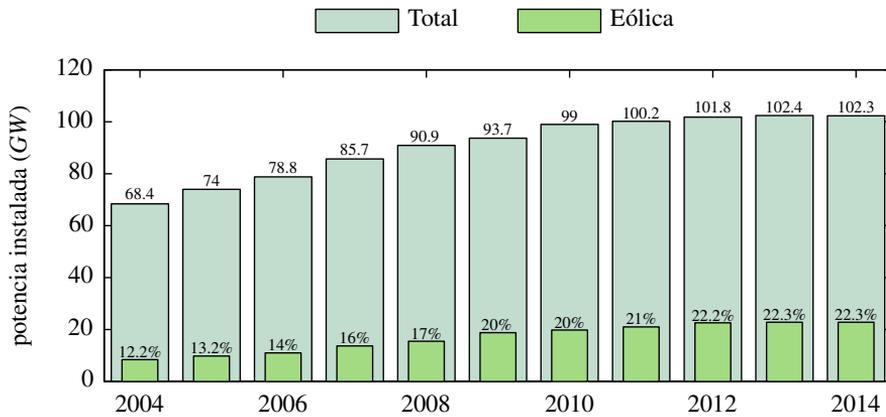


Figura 1.4. Evolución de la potencia instalada (GW) en España entre 2004 y 2014, comparativa de la energía eólica frente al total.

A partir del impulso institucional a las energías renovables el sector eólico mundial experimenta un gran crecimiento. El importante desarrollo de la tecnología de aerogeneración en estos años ha permitido que la energía eólica haya crecido paso a paso hasta convertirse en una de las más importantes fuentes de energía renovable.

La energía eólica en España ha pasado de una potencia instalada en 2004 que representaba el 12.2 % (unos 8.3 GW) del total, al 22.3 % (unos 22.8 GW) en 2014, tal y como se muestra en la Figura 1.4. Si se considera la generación neta en GWh, la energía eólica ha pasado de un 6.6 % de la generación total en 2004 a un 20.4 % en 2014, pasando de cubrir en un 6.2 % la demanda en 2004 (Figura 1.2) a un 20.3 % en 2014 (Figura 1.3).

Las previsiones en la evolución de la generación eólica en la UE, y en concreto en España, son positivas. En la actualidad desde las instituciones se manejan dos horizontes, uno a medio plazo en 2020 y otro a largo plazo en 2030. En cada uno estos dos horizontes se plantea un objetivo con tres grados de ambición: bajo, medio y alto. Las Tablas 1.1 y 1.2 muestran los objetivos de potencia instalada y generación neta procedente de energía eólica para la UE y España, respectivamente, tanto en 2020 como en 2030 según esos grados de ambición.

Tabla 1.1. Previsión de la evolución de la energía eólica en la UE.[7, 8]

Previsión	2020			2030		
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta
Potencia instalada (GW)	165.6	192.5	217	251	320.1	392.1
Cobertura de la demanda	12.8 %	14.9 %	16.9 %	19 %	24.4 %	31 %
Generación neta (TWh)	379	441.7	500	604.5	777.7	988.3

Tabla 1.2. Previsión de la evolución de la energía eólica en España.[4, 7, 8]

Previsión	2020			2030		
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta
Potencia instalada (GW)	24.5	26	28	35	44.5	52.5
Generación neta (TWh)	-	70.7	-	74.7	93.6	112.8

A nivel de la UE, en término medio, se pretende que para 2030 la potencia instalada de energía eólica sea más del doble de los 129 GW registrados en 2014, alcanzando una generación de 777.7 TWh y una cobertura de la demanda del 24.4 %. Por otro lado, la previsión para España pretende duplicar la potencia instalada con respecto a 2014, y alcanzar una generación de 93.6 TWh.

Con estas previsiones es evidente que la energía eléctrica generada por recursos renovables, y en concreto por fuentes eólicas, crecerá aún más en los próximos años. Por lo tanto, es razonable pensar que la integración de toda esa energía en las redes de distribución eléctrica supone un desafío igualmente creciente, sobre todo desde el punto de vista de la CSE.

1.2 AEROGENERADORES: PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

La referencia más antigua que se tiene de uso de la energía eólica en molinos de eje vertical es del siglo VII a.C. en Afganistán. Siglos más tarde, en el XI d.C., se tienen referencias de molinos de viento de eje horizontal en documentos históricos de Persia, Tíbet y China. A partir de entonces e influenciados desde Oriente

Medio y Persia, se va extendiendo su utilización por los países mediterráneos y de Europa Central. Los primeros molinos de eje horizontal fabricados completamente en madera en Europa datan del siglo XII en Francia, Inglaterra y Flandes, extendiéndose y mejorándose por todo el continente europeo en los siguientes siglos. En Estados Unidos, sin embargo, es en el siglo XIX cuando se popularizaron los molinetes completamente metálicos tan típicos de las zonas aisladas y desérticas [9]. En todos estos casos, la energía eólica se transformaba en energía mecánica y sus dos principales usos fueron moler todo tipo de cereales y extraer o bombear agua.

Con el comienzo del uso de la energía eléctrica para la realización de trabajos mecánicos, las aplicaciones eólicas se transformaron pasando a ser también generadoras de energía eléctrica. Los primeros aerogeneradores eléctricos son de mediados del siglo XX. Estos aerogeneradores consiguen transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

Actualmente existen varias configuraciones de aerogeneradores disponibles en el mercado: de eje horizontal o de eje vertical; de dimensiones domésticas o de grandes dimensiones que, a su vez, pueden ser de instalación en tierra o de instalación mar adentro.

Este trabajo de tesis se centra en aerogeneradores de eje horizontal con una configuración de rotor de tres palas, ya que es la configuración más habitual y extendida en la actualidad. Este tipo de turbinas ha experimentado una evolución notable en su desarrollo tecnológico. En la Figura 1.5 se observa la evolución en la altura h , en el diámetro del rotor ϕ y en la potencia asignada P_n desde 1980 hasta nuestros días y una estimación para el 2020. Para los tres primeros años (1980, 1985 y 1990), la P_n más habitual fue de 30, 75 y 300 kW respectivamente. Si la evolución sigue la misma tendencia, es razonable estimar que en pocos años la generación eólica puede convertirse en una de las fuentes más importantes de generación eléctrica.

La Figura 1.6 muestra un esquema simple de las principales partes de las turbinas eólicas en estudio, compuestas por el rotor, la góndola y la torre. La torre permite elevar y sostener el sistema de generación a una altura sobre el nivel del suelo en el que la energía

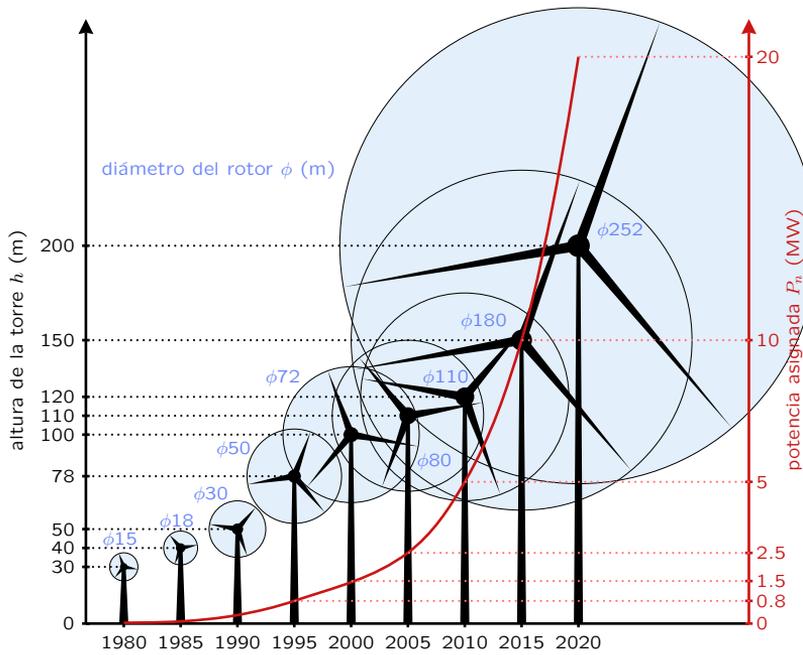


Figura 1.5. Evolución histórica de la altura h , del diámetro del rotor ϕ y de la potencia asignada P_n de los aerogeneradores.

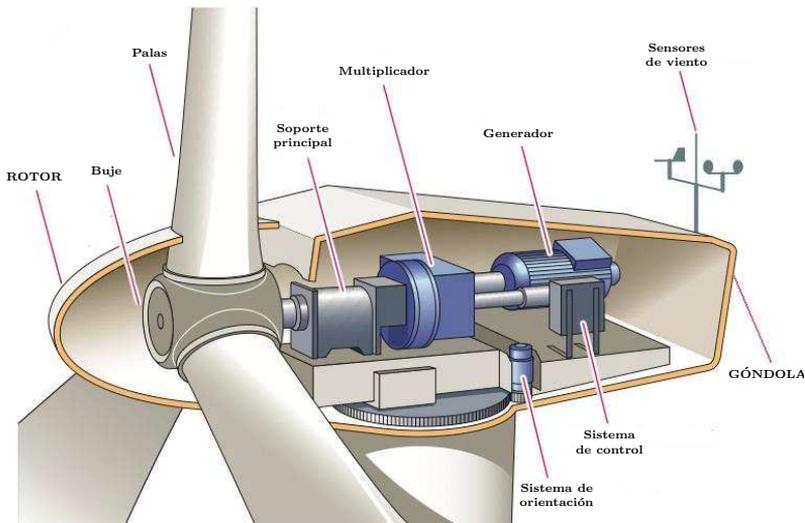


Figura 1.6. Esquema de las principales partes de una turbina eólica (figura extraída de [10] y modificada).

del viento puede ser captada permitiendo el giro del rotor. El rotor está compuesto por el buje y por las tres palas que se unen a él. Finalmente, la góndola contiene el resto del sistema de generación: el eje de giro, el multiplicador, el generador, los sensores de viento, el sistema de orientación y el sistema de control.

El funcionamiento de un aerogenerador se basa en la captación de la energía cinética del viento que incide sobre las palas del rotor. El perfil aerodinámico de éstas permite transformar dicha energía en energía mecánica rotacional que se transmite al generador eléctrico, el cual finalmente la transforma en energía eléctrica.

La energía de una masa de aire que fluye a una velocidad v por un área A se calcula según la ecuación:

$$E = \frac{1}{2}\rho Av^3(\text{Watts}) , \quad (1.1)$$

donde v es la velocidad del viento en m/s, A es el área en m², por ejemplo la barrida por el rotor, y ρ es la densidad del aire en kg/m³.

El resultado de la transformación de la energía cinética en mecánica es una reducción de la velocidad de dicha masa de aire. No es posible captar el 100 % de la energía del viento, ya que esto implicaría que la masa de aire se detuviera por completo al contactar con el rotor, impidiendo que el flujo de aire continuara. La energía máxima teórica que se puede obtener del viento fue fijada por Betz en 1926 en un 59 %, siempre y cuando no exista ningún otro tipo de pérdida en el proceso [11].

Un aerogenerador se diseña para funcionar a una potencia asignada P_n para una velocidad de viento asignada v_n , generalmente entre 12 y 16 m/s, y describiendo una curva de potencia similar a la de la Figura 1.7. Todo aerogenerador requiere de una velocidad de viento mínima necesaria para su funcionamiento. Esta velocidad se conoce como velocidad de arranque v_{in} y marca el punto a partir del cuál la turbina eólica empezará a producir energía. En el ejemplo de la Figura 1.7 la v_{in} es igual a 3 m/s. La potencia generada va creciendo de forma cúbica con la velocidad de viento, de acuerdo con la Ecuación 1.1, hasta alcanzar P_n . Como las velocidades de viento a partir de 16 m/s no se presentan frecuentemente ni de manera muy continua, normalmente a partir de la v_n se aplica un control sobre el

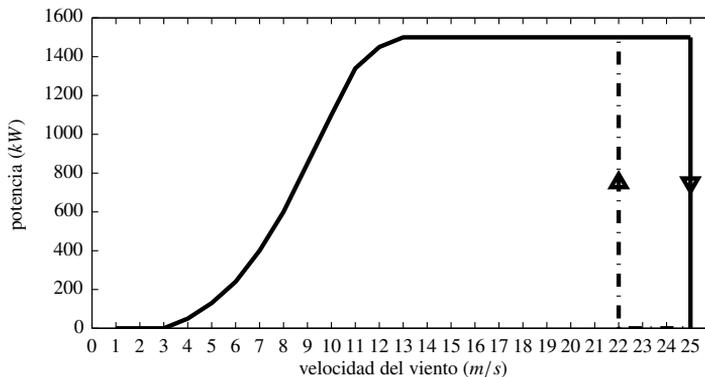


Figura 1.7. Curva de potencia de un aerogenerador de potencia asignada $P_n = 1500$ kW.

aerogenerador para limitar la potencia generada a un valor constante e igual a la P_n , hasta la velocidad de parada v_{out} a partir de la cual se prefiere parar completamente la máquina para evitar daños al sistema. En el ejemplo, la v_{out} es igual a 25 m/s. Dependiendo del diseño de cada aerogenerador, la velocidad de reanque en caso de que la velocidad del viento disminuya por debajo de la velocidad de parada marcará el ciclo de histéresis de cada máquina. En el ejemplo de la Figura 1.7 la velocidad de reanque es 22 m/s.

A continuación se describen ciertas características de los aerogeneradores que se deben conocer dada su influencia en la generación de perturbaciones así como en la medida de las mismas.

VELOCIDAD DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR

Los aerogeneradores pueden operar a velocidad fija o variable. En los aerogeneradores de **velocidad fija**, independientemente de la velocidad del viento, la velocidad del rotor es fija y está determinada por la frecuencia de la red a la que están conectados. Generalmente están equipados con un generador de inducción directamente conectado a la red, pudiendo tener varios bobinados, por ejemplo es habitual tener un bobinado para funcionar a velocidades de viento bajas (normalmente 8 polos) y otro para las velocidades altas (entre 4 y 6 polos). Esta configuración destaca por su sencillez, robustez, fiabilidad y por costes de fabricación y montaje bajos. Por otro lado, sus principales inconvenientes son el impredecible consumo

de reactiva, que hace necesaria la instalación de dispositivos de arranque suave y de una batería de condensadores, y su incapacidad para controlar la calidad de la potencia generada. Este modo de funcionamiento hace que toda fluctuación de la velocidad del viento sea directamente transformada en fluctuación de la energía mecánica y por ende en fluctuación de la potencia eléctrica inyectada a la red.

Las turbinas eólicas de **velocidad variable** son diseñadas con el objetivo de conseguir la máxima eficiencia aerodinámica en un cierto rango de velocidades de viento. En dicho rango, la velocidad rotacional del rotor ω se adapta en función de la velocidad del viento v para conseguir una relación de velocidad de punta $\lambda = \omega R/v$ constante, siendo R el radio del rotor, para conseguir una eficiencia máxima. El sistema eléctrico es más complejo ya que el generador está conectado a la red a través de convertidores de potencia. Esta configuración permite capturar mayor energía del viento, mejora la calidad de la energía inyectada y reduce el esfuerzo mecánico de la turbina. La utilización de electrónica de potencia, que trabaja mediante conmutaciones a gran velocidad, introduce pérdidas de energía y genera perturbaciones [12].

ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL DE LA POTENCIA

Las estrategias de control de potencia que una turbina eólica aplica para mantener la potencia generada a un valor constante P_n cuando existen velocidades de viento altas, son tres: el control pasivo, el control activo y el control activo de parada.

Control pasivo (stall control). Es el más simple, robusto y barato de los tres. Las palas están unidas al rotor en una posición fija, que no cambia en el rango de funcionamiento de la turbina eólica. La filosofía de diseño de las palas del rotor es tal que, para velocidades de viento altas, éstas sufran pérdida aerodinámica que permita mantener una generación de potencia lo más constante posible. Las principales desventajas son la poca eficiencia que se tiene con bajas velocidades de viento y las variaciones en la potencia generada que se dan en régimen estacionario debido a las variaciones de la densidad del aire y de la frecuencia de la red.

Control activo (pitch control). Las palas van unidas al rotor con la posibilidad de cambiar el ángulo con el que se enfrentan al viento y, por tanto, cambiar la fuerza de torsión que la masa de aire realiza sobre el rotor. Ajustando el ángulo de las palas se aprovechan los vientos bajos en el arranque y se limita la potencia generada con vientos altos. Esta configuración presenta un buen control de la potencia próxima a la nominal, permite un arranque asistido y puede realizar paradas de emergencia con vientos muy altos. Sus principales limitaciones son la complejidad que añade el mecanismo de control en sí mismo y la generación de fluctuaciones en la potencia en presencia de ráfagas de viento.

Control activo de parada (active stall control). Es una mezcla de las dos estrategias anteriores. Por un lado, las palas están unidas al rotor permitiendo cambiar el ángulo, pero el diseño de las palas sigue la filosofía del control pasivo. A altas velocidades de viento el giro de las palas es contrario al que buscaría un control activo, ya que la pérdida aerodinámica la provoca el propio diseño de la pala, y no un continuo ajuste del ángulo. Tiene, por tanto, la ventaja de permitir un arranque asistido a bajas velocidades de viento, pero además, consigue una limitación de la potencia más suave que en los otros dos casos, evitando introducir fluctuaciones de potencia.

CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Los aerogeneradores se pueden clasificar principalmente en cuatro tipos, teniendo en cuenta la velocidad de funcionamiento, la estrategia de control con que se diseñan y su tecnología de generación [9].

Tipo I. Estas turbinas eólicas funcionan a velocidad fija con un generador de inducción conectado directamente a la red mediante un transformador, por lo que son sencillas, robustas y fiables. Suelen acompañarse de una batería de condensadores para compensar la demanda de reactiva, y de un dispositivo de arranque suave para conseguir conexiones a red sin picos de corriente. Su desventaja principal es la imposibilidad de controlar la potencia generada y por lo tanto la inyección de fluctuaciones en la red, lo cual es

especialmente relevante cuando la red no es lo suficientemente robusta [13].

Tipo II. Estos aerogeneradores son de velocidad variable con un generador de inducción de rotor bobinado que tiene una resistencia de rotor variable que puede controlarse dinámicamente y que permite controlar la potencia generada. Esta configuración requiere también una batería de condensadores para compensar la reactiva y un dispositivo de arranque suave. Su configuración es sencilla, robusta y fiable, permitiendo además un cierto control de la potencia generada y limitando las perturbaciones que se inyectan a la red [14]. Sin embargo, el rango de velocidades rotacionales del aerogenerador es limitado, tiene un control de potencia pequeño y el deslizamiento del generador supone pérdidas de energía en la resistencia variable.

Tipo III. Estas turbinas eólicas son de velocidad variable y poseen un generador que tiene un convertidor de frecuencia en el circuito del rotor. El convertidor de frecuencia permite realizar una compensación de reactiva y una conexión del generador a red sin picos de corriente. El coste económico es mayor que los dos casos anteriores. Permite un mayor rango de velocidades de rotación del rotor, permitiendo un control de potencia más preciso. Sin embargo, necesita sistemas adicionales de protección frente a faltas en la red y el uso de electrónica de potencia genera perturbaciones [15].

Tipo IV. Estos aerogeneradores son de velocidad variable con conexión a red a través de un convertidor de frecuencia. Toda la generación de energía fluye a través del convertidor de frecuencia, lo que genera mayores pérdidas y la emisión de perturbaciones debido a la electrónica de potencia [16]. Permite un control mucho más completo de potencia activa y reactiva, así como de conexiones a red sin picos de corriente.

Como se ha podido apreciar, el principal impacto de la energía eólica sobre la red de suministro eléctrico es la inyección de fluctuaciones de tensión o flicker y de componentes armónicas e interarmónicas. Estas últimas son debidas a las altas frecuencias de conmutación a las que trabaja la electrónica de potencia [17, 18] y a las resonancias que ocurren entre aerogeneradores y entre estos y la red [19, 20]. Las fluctuaciones de tensión inducidas en la red

tiene su origen en la fluctuación en la potencia generada por una turbina eólica. A su vez, la potencia fluctúa debido a la climatología, las características constructivas de la turbina eólica y la interacción de ésta con la red. Las características del viento que afectan a la potencia generada son: su gradiente con la altura, la presencia de ráfagas y la evolución fluctuante de la velocidad del viento. La configuración del sistema de generación, la estrategia de control de la potencia y la utilización de electrónica de potencia, afectan igualmente a la inyección de fluctuaciones en la potencia. Además, las características de la red en el punto de conexión del aerogenerador, es decir, el ángulo de impedancia de la red y la potencia de cortocircuito, así como la existencia de perturbaciones de fondo condicionan la interacción entre el aerogenerador y la red, amplificando o atenuando la inyección de fluctuaciones en la potencia generada. A continuación se plantea en profundidad el aspecto normativo de la medida de estas perturbaciones.

1.3 CALIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE AEROGENERADORES CONECTADOS A LA RED

La energía eléctrica es una de las materias primas imprescindibles en la mayoría de los procesos industriales, comerciales, financieros y domésticos. Como producto, la energía eléctrica debe tener una aceptable calidad que garantice el correcto funcionamiento de todo tipo de equipamiento que esté conectado a la red eléctrica.

Es necesario definir, por tanto, procedimientos preventivos y de monitorización que garanticen un nivel mínimo de calidad de la señal eléctrica. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC¹) en su conjunto de normas 61000 establece las bases para la definición tanto general (Parte 1) como del entorno (Parte 2), limitación (Parte 3), medida y pruebas (Parte 4) de todos los aspectos relativos a la compatibilidad electromagnética.

La norma IEC 61000-2-1 [21] clasifica las perturbaciones conducidas de baja frecuencia que pueden comprometer la CSE en 5 grupos: armónicos e interarmónicos; huecos de tensión e interrupciones

1 Se utilizará IEC de sus siglas en inglés - International Electrotechnical Commission

cortas; desequilibrio de tensión; variaciones de la frecuencia y fluctuaciones de la tensión o flicker.

En general, cuando una turbina eólica o todo un parque eólico es conectado a la red, la CSE es un parámetro complejo altamente dependiente de la interacción entre las turbinas dentro del parque y de éste con la red en el Punto de Conexión Común (PCC). Debido a la integración creciente de la energía eólica en la red y con el objetivo de asegurar la estabilidad de la misma, a partir de los años 90, las perturbaciones conducidas de baja frecuencia producidas por un aerogenerador han sido objeto constante de estudio. Principalmente, se pueden distinguir cuatro aspectos clave sobre los que se han centrado estos estudios, y que influyen en el proceso de estandarización de los procedimientos para la caracterización de la CSE en aerogeneradores:

- La identificación y medida de cada una de las perturbaciones generadas, tanto por una turbina eólica de manera aislada [22] como en agrupaciones más complejas [23].
- La propuesta de métodos para evaluar la calidad de la energía producida por un aerogenerador [24], su desarrollo hasta generar estándares [25], así como la comparación entre diferentes propuestas [26].
- El estudio del impacto de la integración en la red de aerogeneradores puntuales [27] y de parques completos [28].
- El modelado del comportamiento de turbinas y/o parques eólicos que permita aproximar su comportamiento [29], la generación de perturbaciones [30] y su integración sin la necesidad de implementar totalmente los nuevos avances tecnológicos [31].

El proceso ha ido de la mano del desarrollo de procedimientos de medida y evaluación de CSE para aerogeneradores por parte de distintas instituciones. Debido a la necesidad de armonizar la aplicación práctica de dichos procedimientos a nivel europeo, los conocidos centros de medida CIEMAT (España), CRES (Grecia), DEWI (Alemania), ECN (Holanda), RNL-Risø (Dinamarca) y Windtest (Alemania) trabajaron juntos en el proyecto cofinanciado

por la Comisión Europea “European Wind Turbine Standards I” [32] de 1996 y su continuación en 1999 [33]. Como consecuencia de esta colaboración, se crea la Red Internacional de Institutos de Medida en Energía Eólica MEASNET²). MEASNET se constituyó con el objetivo de que dichas entidades, y las que posteriormente se integrarían, cooperasen entre ellas para asegurar medidas de gran calidad, interpretación uniforme de los estándares y recomendaciones e intercambio de resultados para comparativas. Fruto de estos objetivos, MEASNET propuso un procedimiento para la medida de CSE en turbinas, consensuado por todos los miembros. El primer borrador publicado de este procedimiento es de 1996 [34], mientras que la versión 4 del año 2009 es la última disponible [35].

A partir de la publicación de MEASNET, en diciembre de 2001 IEC publica el estándar IEC 61400-21 [36] para la medida y evaluación de la CSE en turbinas eólicas conectadas a la red. Paulatinamente, el estándar va siendo incorporado por los diferentes países en sus respectivas normas nacionales. En España, la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) publica en marzo de 2003 la norma española UNE-EN 61400-21 [37]. La segunda edición del estándar, actualmente en vigor, es del año 2008 [38], y su correspondiente norma española de 2009 [39]. La finalidad del estándar IEC 61400-21 es “proporcionar una metodología uniforme para asegurar la coherencia y precisión en la presentación, ensayo y evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red” [39]. La norma define y especifica los parámetros a determinar para caracterizar la CSE de los aerogeneradores, y establece los procedimientos para medir dichos parámetros y evaluar la conformidad con los requisitos de CSE, incluyendo la estimación de calidad que se espera de la turbina medida en un emplazamiento específico funcionando de forma aislada o en grupo.

Los procedimientos de medida están diseñados para ser independientes del lugar de la medida, de modo que las características de calidad medidas con la turbina situada en un emplazamiento de ensayo puedan ser consideradas válidas también

2 Se utilizará MEASNET de sus siglas en inglés Measuring Network

en otras localizaciones. Además, se pretende que estas técnicas de medida sean aplicadas por todas y cada una de las partes involucradas en la generación, transporte y distribución de la energía generada por las turbinas eólicas: el fabricante, el comprador y el operador de turbinas eólicas; el planificador y el explotador del parque eólico; la autoridad de certificación y el regulador de la red eléctrica.

De acuerdo con la edición 2 del estándar IEC 61400-21 los parámetros de la CSE de un aerogenerador que deben ser caracterizados son: las fluctuaciones de tensión; los armónicos de corriente, interarmónicos y componentes de frecuencia superior; la respuesta a las caídas de tensión; la potencia activa; la potencia reactiva; la protección de la red; los tiempos de reconexión.

A la fecha de publicación de este trabajo de tesis, el grupo de mantenimiento de IEC (TC88 MT21) se encuentra en la última fase para la publicación de la tercera edición de la norma IEC 61400-21. Los trabajos recogidos en esta tesis han sido compartidos a través de la participación activa en dicho grupo de IEC. De este modo, la futura edición 3 del estándar recogerá las recomendaciones que se derivan de este trabajo de tesis, centrado específicamente en la medida y evaluación de las fluctuaciones de tensión o flicker en aerogeneradores. Es por ello que, a continuación, se pretende detallar y explicar con mayor profundidad el concepto de fluctuación de tensión y los parámetros que cuantifican dicha fluctuación. Además, se va a describir el instrumento de medida de flicker especificado en el estándar IEC 61000-4-15 [40] y explicar la filosofía de medida de las fluctuaciones de tensión en aerogeneradores conectados a la red según el estándar IEC 61400-21.

1.4 FLUCTUACIONES DE TENSIÓN

Las fluctuaciones de tensión pueden describirse como variaciones en la amplitud de la tensión que no exceden del $\pm 10\%$ de la tensión nominal. Estas fluctuaciones pueden ser de cuatro tipos según la norma UNE-EN 50160 [41].

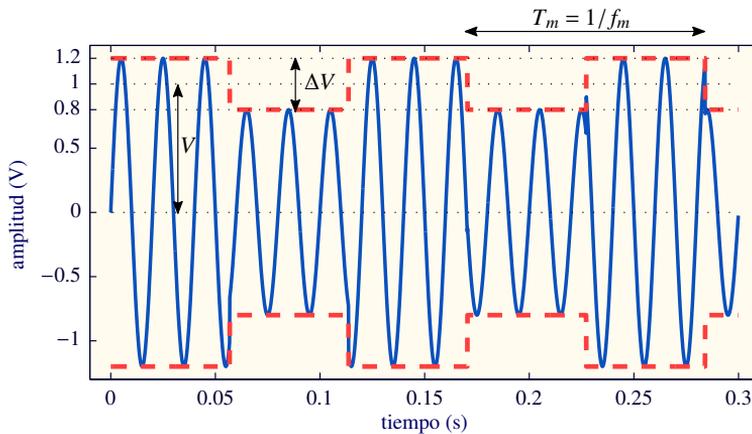


Figura 1.8. Ejemplo de fluctuación rectangular de tensión tipo a.

- Tipo a: variaciones de tensión periódicas, de forma rectangular y de la misma amplitud.
- Tipo b: serie de variaciones de tensión distribuidas irregularmente en el tiempo y en amplitud.
- Tipo c: variaciones de tensión claramente separadas, no siendo todas en forma de escalón.
- Tipo d: variaciones de tensión aleatorias y continuas.

El principal inconveniente de la presencia de estas fluctuaciones de tensión en la red son las fluctuaciones en la luminosidad, o flicker, que sufren las fuentes de luz conectadas a ella. Estas variaciones de luminosidad pueden provocar inestabilidad en la percepción visual del ser humano y, en consecuencia, molestia. El nivel de dicha molestia depende de la magnitud de las fluctuaciones (ΔV), de su tasa de repetición (f_m) y de su duración. En la Figura 1.8 se muestra un ejemplo de fluctuación de tensión de tipo a de frecuencia $f_m = 8.8$ Hz y amplitud $\Delta V = 0.4$ V ($\Delta V/V = 40\%$), que modula a una señal de red de frecuencia fundamental $f_0 = 50$ Hz y amplitud $V = 1$ V. Hay que tener en cuenta que se está hablando de que variaciones de tensión realmente pequeñas, por ejemplo con un $\Delta V/V$ de 0.25% , a una frecuencia de variación rápida, $f_m = 8.8$ Hz, es percibida como molesta.

Las principales causas de la presencia de fluctuaciones de tensión en la red son las grandes cargas industriales, si bien algunas otras cargas menores pero con ciclos de trabajo regulares, como bombas de calor, máquinas de soldadura, o el efecto combinado de varios generadores conectados a una misma línea, pueden ser también generadores de flicker. Además, la conexión y desconexión de baterías de condensadores o de grandes cargas producen cambios puntuales en la tensión en forma de escalón que también generan flicker. Es el caso de los hornos de arco, que suelen representar la aplicación más crítica para la generación de flicker debido a las grandes variaciones irregulares de corriente que producen.

Los aerogeneradores, por su parte, generan fluctuaciones en la tensión a la que se conectan tanto en el funcionamiento estacionario como en las operaciones de conexión y desconexión. En funcionamiento estacionario, las fluctuaciones en la velocidad del viento se traducen en fluctuaciones en la potencia generada por la turbina eólica. Las fluctuaciones de la corriente inyectada, por tanto, generan fluctuaciones en la tensión de red. Por otro lado, el arranque o parada de un generador eólico, con su correspondiente inyección instantánea de corriente, generará mayor o menor fluctuación de la tensión dependiendo de su tecnología.

Debido a la multiplicidad de circunstancias que son causa de la presencia de fluctuaciones de tensión en la red y al hecho de que éstas no son siempre uniformes ni fácilmente predecibles ni caracterizables a priori, la medida de dichas fluctuaciones no es inmediata. La norma internacional IEC 61000-4-15 establece las especificaciones funcionales y de diseño del medidor IEC de fluctuaciones de tensión, convertido en una referencia universal para la medida del flicker.

1.4.1 MEDIDOR DE FLICKER IEC

Un sistema o equipo de medida de flicker debe dar una indicación de la molestia o severidad flicker que producen las variaciones de luminosidad en las personas. Esta medida se debe proporcionar a partir de la tensión de alimentación, en un tiempo estipulado de medida. La molestia es un parámetro subjetivo relacionado con la sensibilidad de cada persona y, por tanto, no fácilmente medible. La

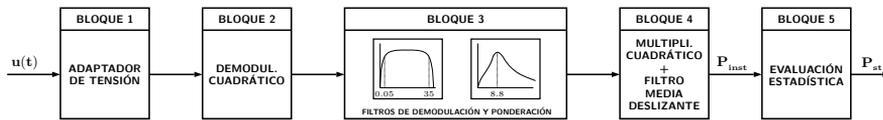


Figura 1.9. Diagrama de bloques del medidor de flicker especificado en el estándar IEC 61000-4-15.

norma IEC 61000-4-15 contempla los tres siguientes aspectos clave en la medida del flicker:

- Plantea un modelo lámpara-ojo-cerebro responsable de la conversión de las fluctuaciones de tensión en molestia. Tiene en cuenta el comportamiento físico de la lámpara, el comportamiento fisiológico del ojo ante fluctuaciones de luminosidad y también el comportamiento neuro-fisiológico del cerebro.
- Establece una fuente de iluminación de referencia, en concreto una bombilla incandescente de 60 W.
- Se basa en experimentos subjetivos, de cuyos resultados se sirve para establecer los umbrales de percepción.

La Figura 1.9 muestra el diagrama de bloques definido por el estándar IEC 61000-4-15. Los cuatro primeros bloques realizan la simulación de la respuesta del sistema lámpara-ojo-cerebro, proporcionando una estimación de la percepción instantánea del flicker. Como el estándar exige la integración en un único valor de la sensación experimentada por el observador en un cierto periodo, el Bloque 5 evalúa la severidad flicker de tiempo corto conocida como P_{st} .

Para una mejor comprensión del medidor de flicker, a continuación se describe de manera breve cada uno de los bloques funcionales esquematizados en la Figura 1.9.

El **Bloque 1** escala la tensión de entrada a un valor de referencia interno, con el objetivo de independizar las medidas de flicker del nivel nominal de tensión.

El **Bloque 2** implementa un demodulador cuadrático que reproduce las variaciones del valor eficaz de la tensión, simulando el comportamiento de una lámpara incandescente al convertir energía eléctrica en luz.

El **Bloque 3** consiste en tres filtros en cascada. Los dos primeros forman parte del proceso de demodulación y buscan eliminar las fluctuaciones imperceptibles para el ojo humano por encima de 35 Hz, así como la componente continua obtenida de la demodulación del Bloque 2. El tercer filtro modela el comportamiento del sistema lámpara-ojo, ponderando cada una de las frecuencias de las fluctuaciones de acuerdo con la curva umbral de perceptibilidad obtenida de forma experimental [42, 43, 44]. Dicha curva muestra un máximo para frecuencias de fluctuación de la tensión de 8.8 Hz siendo, por tanto, la frecuencia de fluctuación para la que el conjunto lámpara-ojo es más sensible.

El **Bloque 4** representa el comportamiento del conjunto ojo-cerebro ante fluctuaciones de luz mediante un modelo no-lineal, que tiene en consideración el efecto de memoria del cerebro. El modelo, definido en base a los resultados obtenidos en diferentes experimentos neurofisiológicos [45, 46, 47], consiste en un multiplicador cuadrático y un filtro paso-bajo de alisado de primer orden con constante de tiempo de 300 ms. La salida de este bloque representa la percepción instantánea de flicker, o P_{inst} . Valores por encima de la unidad indican que en dichos instantes las fluctuaciones de tensión son perceptibles por el sujeto medio, mientras que valores por debajo indican que las fluctuaciones no son perceptibles.

El **Bloque 5** evalúa la molestia o severidad flicker en un intervalo de tiempo establecido. Esto lo lleva a cabo mediante una clasificación estadística de los valores de P_{inst} durante dicho periodo de tiempo. El estándar define dos periodos posibles de observación. El tiempo corto, habitualmente 10 minutos, que se evalúa mediante el parámetro P_{st} . Y el tiempo largo, habitualmente 2 horas, que se evalúa mediante el parámetro P_{lt} . El método para obtener el valor del P_{st} usa los percentiles obtenidos de la distribución de probabilidad acumulada de P_{inst} . El método para obtener el valor del P_{lt} sigue una ley de

promediado cúbico, utilizando los N valores de P_{st} correspondientes al periodo largo de observación seleccionado.

1.4.2 MEDIDA DE FLICKER EN AEROGENERADORES

Las fluctuaciones de tensión provocadas por un aerogenerador se deben caracterizar de manera diferente considerando si el aerogenerador está en funcionamiento continuo, o realizando una operación de conexión. En ambos casos, se utilizan como entrada al procedimiento de medida series temporales de tensión y corriente registradas en bornas del aerogenerador. El aerogenerador, en el momento de ser registrado, está conectado a una red que generalmente contendrá otras perturbaciones de fondo. Sin embargo, los resultados obtenidos han de caracterizar exclusivamente a la turbina eólica y deben ser independientes de las condiciones de la red en la que está conectada. Por lo tanto, el procedimiento de medida de flicker plantea, en primer lugar, la obtención de una tensión ficticia que contenga únicamente las perturbaciones que efectivamente han sido provocadas por el aerogenerador para cuatro condiciones de red especificadas mediante el ángulo de impedancia de red ψ_k . Esa tensión es utilizada como entrada al medidor de flicker IEC, caracterizando las fluctuaciones mediante un valor de P_{st} . Como resultado de la medida se obtienen coeficientes de flicker $c(\psi_k)$, en función de las condiciones de red especificadas, que caracterizan el funcionamiento continuo del aerogenerador. Las operaciones de conexión se miden a través de un factor de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$, que caracteriza las emisiones de flicker, y un factor de variación de tensión $k_u(\psi_k)$, que caracteriza la profundidad de la fluctuación de tensión.

En el siguiente capítulo se describirá de manera más exhaustiva el procedimiento para la medida de flicker en aerogeneradores conectados a red, ya que su comprensión y dominio es parte esencial de este trabajo de tesis.

Capítulo 2

ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

Una turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. Tanto en los arranques de la máquina como cuando se encuentra generando en régimen continuo, el aerogenerador puede inyectar perturbaciones en la red en forma de fluctuaciones en la tensión.

En la actualidad, la herramienta utilizada para caracterizar las fluctuaciones de tensión en aerogeneradores es el estándar IEC 61400-21 [38]. Sin embargo, el trabajo de los distintos organismos de certificación en colaboración con el consorcio MEASNET ha revelado la existencia de importantes divergencias en la medida cuando se usan distintas implementaciones del estándar.

Este capítulo describe la problemática que está detrás de dichas divergencias, identificando el origen de las mismas en diversos aspectos del procedimiento de medida. En primer lugar, se explica en profundidad el procedimiento de medida de flicker especificado en el estándar IEC 61400-21. Posteriormente, se justifica la existencia de dichas divergencias mediante ejemplos extraídos del trabajo de

MEASNET. Todo esto permite plantear los objetivos y la estructura de la tesis.

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLICKER SEGÚN EL ESTÁNDAR IEC 61400-21

El estándar IEC 61400-21 define dos procedimientos para la caracterización de las emisiones de flicker por parte de los aerogeneradores. El primero de ellos se aplica cuando los aerogeneradores se encuentran en funcionamiento continuo y el otro durante las operaciones de conexión a la red eléctrica. El objetivo de ambos es medir y caracterizar el comportamiento del aerogenerador en dichas situaciones. Adicionalmente, a partir de dicha caracterización particular del aerogenerador, el estándar permite estimar la emisión de flicker de ese aerogenerador en cualquier otra localización.

El aerogenerador sobre el cual se realiza la medida está conectado a una red eléctrica que generalmente contendrá otras cargas variables que pueden provocar fluctuaciones significativas de la tensión. Sin embargo, se pretende caracterizar el comportamiento del aerogenerador independientemente de las condiciones de la red. Es por ello que tanto para el funcionamiento continuo como para las operaciones de conexión del aerogenerador se plantea un método que permite simular las fluctuaciones de tensión en una red ficticia sin otra fuente de fluctuaciones de tensión que las del propio aerogenerador.

Por lo tanto, la medida del flicker en aerogeneradores requiere de dos operaciones básicas. La primera de ellas es la resolución de la red ficticia que plantea la norma, que se explica en profundidad a continuación. La segunda de ellas es el cálculo del valor de $P_{st, fic}$ de acuerdo con el estándar IEC 61000-4-15 [40], explicado en el Capítulo 1.

2.1.1 RED FICTICIA

El objetivo de la red ficticia es descartar las perturbaciones de fondo que pueda presentar la red, para que el procedimiento de

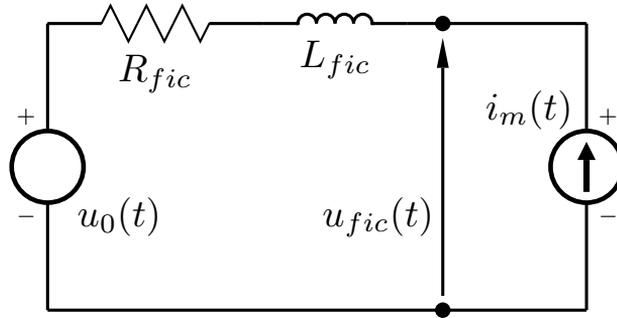


Figura 2.1. Esquema monofásico de la red ficticia según el estándar IEC 61400-21.

medida sólo caracterice las fluctuaciones estrictamente generadas por la turbina. La red ficticia, mostrada en la Figura 2.1, simula la interacción entre el aerogenerador y la red.

El aerogenerador se representa mediante una fuente de corriente cuyo valor es la corriente instantánea de línea $i_m(t)$. La red sin perturbaciones se representa mediante su equivalente Thevenin, compuesto por una fuente de tensión fase-neutro ideal con valor instantáneo $u_0(t)$ y una impedancia de red compuesta por una resistencia R_{fic} en serie con una inductancia L_{fic} . Según el circuito de la Figura 2.1 la tensión instantánea en el aerogenerador $u_{fic}(t)$ se calcula resolviendo la ecuación:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot \frac{di_m(t)}{dt} . \quad (2.1)$$

La fuente ideal de tensión $u_0(t)$ debe cumplir dos condiciones. La primera es que debe estar libre de fluctuaciones, por lo que su aportación al flicker de $u_{fic}(t)$ debe ser cero. La segunda es que debe mantener con respecto a $i_m(t)$ la misma relación de fase que $u_m(t)$. De este modo, debe tener el mismo ángulo eléctrico $\alpha_m(t)$ que la componente fundamental de la tensión medida $u_m(t)$. Para cumplir con estas condiciones $u_0(t)$ se define como:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \cdot \text{sen}(\alpha_m(t)) , \quad (2.2)$$

donde U_n es el valor eficaz de la tensión nominal de la red y $\alpha_m(t)$ el ángulo eléctrico de la componente fundamental de la tensión medida de acuerdo a:

$$\alpha_m(t) = 2\pi \cdot \int_0^t f(t)dt + \alpha_0 , \quad (2.3)$$

donde $f(t)$ es la frecuencia instantánea de la red que puede variar en el tiempo y α_0 es el ángulo eléctrico para $t = 0$.

Finalmente, los valores de R_{fic} y L_{fic} se obtienen a partir de las relaciones de las siguientes tres ecuaciones:

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi f_0 L_{fic}}{R_{fic}} , \quad (2.4)$$

donde ψ_k es el ángulo de la impedancia de la red ficticia y f_0 la frecuencia fundamental de la red.

$$S_{k,fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} , \quad (2.5)$$

donde $S_{k,fic}$ es la potencia aparente de cortocircuito de la red ficticia.

La relación de la potencia de cortocircuito de la red ficticia, $S_{k,fic}$, y la potencia aparente asignada del aerogenerador, S_n , se denomina SCR¹:

$$SCR = \frac{S_{k,fic}}{S_n} . \quad (2.6)$$

El estándar especifica que se debe resolver la red ficticia para cuatro valores de ψ_k (30°, 50°, 70° y 85°), y que el valor de SCR seleccionado debe estar entre 20 y 50.

Una vez que se ha calculado la tensión ficticia $u_{fic}(t)$ para los diferentes estados de la red, el procedimiento de medida es distinto en función del estado de funcionamiento del aerogenerador, es decir de si se encuentra en funcionamiento continuo o realizando una operación de conexión.

¹ Se va a utilizar la nomenclatura SCR de las siglas en inglés Short-Circuit Ratio.

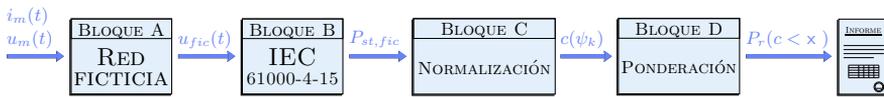


Figura 2.2. Esquema del procedimiento de medida del flicker en funcionamiento continuo de un aerogenerador.

2.1.2 MEDIDA DE LA EMISIÓN DE FLICKER EN FUNCIONAMIENTO CONTINUO

Se define el funcionamiento continuo como el modo de operación normal del aerogenerador, es decir, cuando éste se encuentra generando energía y la evolución de la velocidad del viento no hace que el control del aerogenerador tenga que realizar una operación de conexión o desconexión.

El procedimiento de medida del flicker durante el funcionamiento continuo de un aerogenerador tiene como objetivo certificar y caracterizar el comportamiento del aerogenerador mediante el cálculo y valoración de los denominados *coeficientes de flicker*. Se puede estructurar en cuatro bloques funcionales, tal y como se muestra en la Figura 2.2.

El estándar especifica que se han de registrar al menos 15 parejas de tensión y corriente de 10 minutos, $u_m(t)$ e $i_m(t)$, para cada uno de los intervalos o *bines*² de velocidad de viento de 1 m/s que resultan desde la velocidad de arranque de la turbina eólica v_{in} hasta los 15 m/s. Cada serie temporal se clasifica dentro del bin correspondiente, utilizando para ello el valor medio de la velocidad del viento durante los 10 minutos.

Con el fin de explicar con mayor claridad la funcionalidad de cada uno de los bloques que componen la cadena de procesado, las explicaciones se van a apoyar en un ejemplo. Las señales de tensión $u_m(t)$ y corriente $i_m(t)$ de dicho ejemplo están registradas en un aerogenerador de tipo I cuyos parámetros característicos son los de la Tabla 2.1. Se ha seleccionado un intervalo de 10 minutos en el que la velocidad de viento media es $\bar{v} = 14.6$ m/s con el

² La bibliografía en castellano, y también la versión española del estándar UNE-EN 61400-21 [39], se refiere a estos intervalos de velocidad de viento con el nombre de *bines*, por su anglicismo *bin* que significa agrupación.

aerogenerador funcionando a su potencia nominal. La Figura 2.3 muestra el valor RMS de 1 ciclo de las señales de tensión fase-neutro $u_m(t)$ y corriente de fase $i_m(t)$ del ejemplo, así como la evolución de la potencia generada. En esta última, se marca mediante una línea roja la potencia nominal del aerogenerador, P_n .

Tabla 2.1. Parámetros característicos del aerogenerador de tipo I utilizado como ejemplo para la explicación del procedimiento de medida de flicker.

Parámetro	Descripción	Valor
U_n	Tensión nominal entre fases	690 V
I_n	Corriente nominal ^a	225 A / 57 A
S_n	Potencia aparente asignada ^a	270 kVA / 68 kVA
P_n	Potencia nominal ^a	225 kW / 50 kW
f_0	Frecuencia fundamental de red	50 Hz
v_{in}	Velocidad de arranque	4 m/s
v_n	Velocidad nominal (225 kW)	14 m/s

^a generadores de 6 polos / 8 polos.

En primer lugar, se obtiene la tensión $u_{fic}(t)$ mediante la red ficticia para cada uno de los cuatro ángulos ψ_k . De cara a la medida del flicker, lo relevante son las fluctuaciones de la tensión sobre la que se calculará. Para observar mejor el efecto que la red ficticia introduce sobre las tensiones $u_{fic}(t)$ calculadas, se ha seleccionado un tramo de 20 segundos del ejemplo para continuar con la explicación del procedimiento. La Figura 2.4 muestra los valores RMS de las tensiones $u_{fic}(t)$ en ese tramo, para un valor de SCR = 50. En general, cuando el aerogenerador se encuentra en funcionamiento continuo, las fluctuaciones de tensión inyectadas a la red son pequeñas y de aspecto pseudo aleatorio. Se observa que dependiendo de las características de la red, es decir, del valor de ψ_k , las fluctuaciones son más o menos significativas.

El bloque B calcula la severidad flicker de tiempo corto $P_{st, fic}$ para cada una de las tensiones $u_{fic}(t)$ mediante el medidor de flicker definido en el estándar IEC 61000-4-15. Tal y como se explicó en la sección 1.4.1 el valor de P_{st} es obtenido a partir de una clasificación estadística de los valores de la percepción instantánea del flicker P_{inst} . La Figura 2.5 muestra las señales P_{inst} del tramo de 20 segundos seleccionado, así como los valores de $P_{st, fic}$ para cada una de las

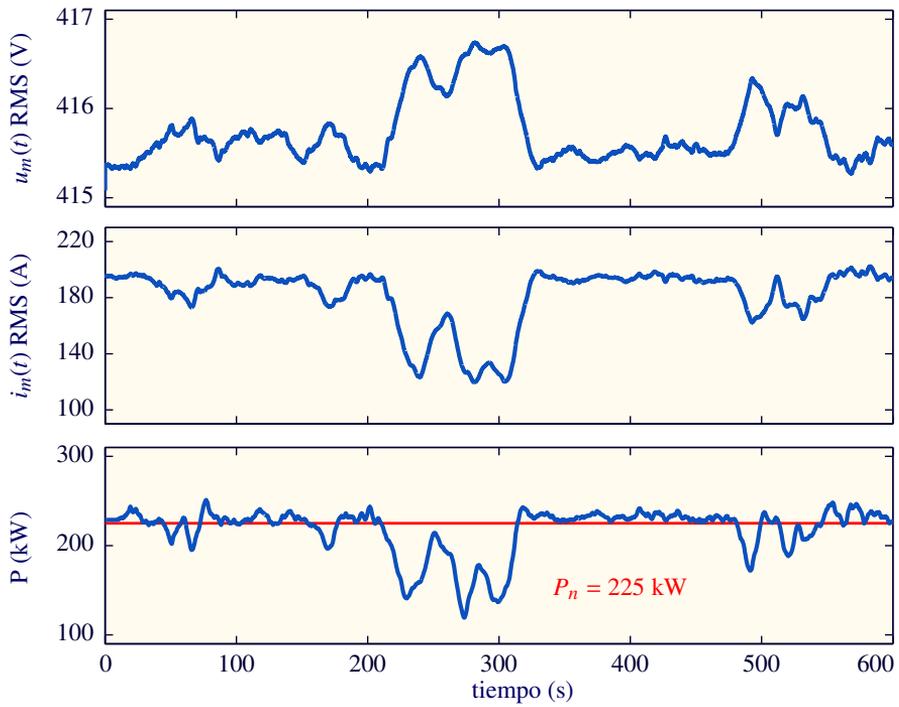


Figura 2.3. Valores RMS de las señales de tensión $u_m(t)$ y corriente $i_m(t)$ y la potencia activa del ejemplo de funcionamiento continuo.

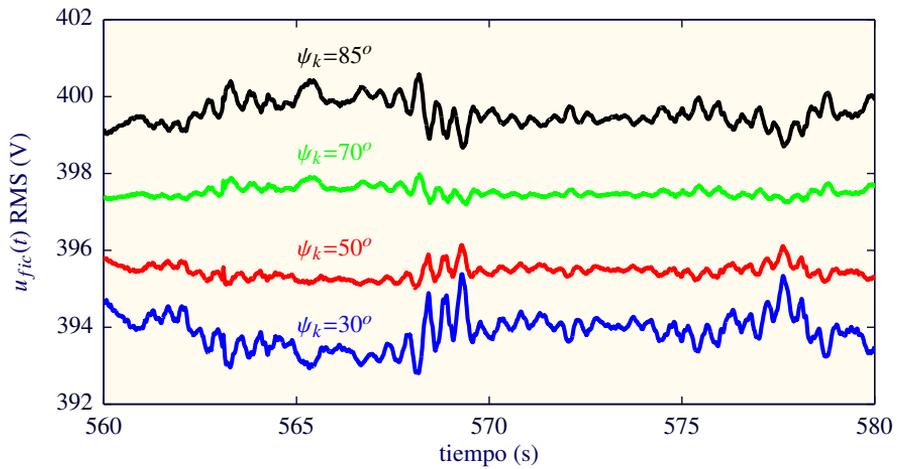


Figura 2.4. Valores RMS de las tensiones $u_{fic}(t)$ del ejemplo de funcionamiento continuo en función de ψ_k .

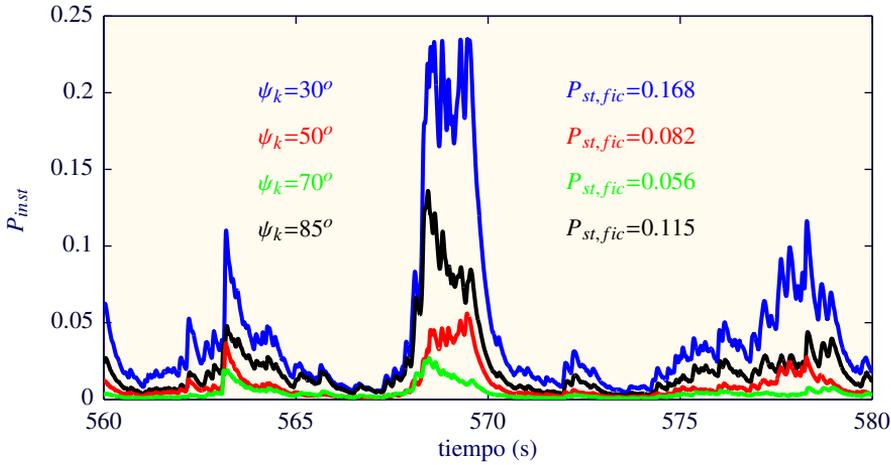


Figura 2.5. Percepción instantánea de flicker P_{inst} y valor de severidad flicker $P_{st, fic}$ obtenidos al aplicar el medidor de flicker IEC 61000-4-15 a cada una de las tensiones $u_{fic}(t)$ del ejemplo de funcionamiento continuo.

tensiones $u_{fic}(t)$ calculados en el tramo completo de 10 minutos. Las excursiones del valor de P_{inst} más importantes situadas en el entorno del segundo 570 están directamente relacionadas con las fluctuaciones de mayor amplitud de $u_{fic}(t)$ que se pueden observar en la Figura 2.4 en el mismo instante de tiempo. Se aprecia que, para esta serie temporal en concreto, la percepción instantánea máxima es mayor en el caso de 30° y menor para 70° . De la misma manera, los valores máximo y mínimo de $P_{st, fic}$ se obtienen con 30° y 70° respectivamente.

El bloque C independiza el valor de $P_{st, fic}$ del valor de SCR. Según la norma, el valor de $P_{st, fic}$ es inversamente proporcional al valor de SCR, y por lo tanto la normalización se plantea de acuerdo a la ecuación:

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (2.7)$$

De esta manera se obtienen cuatro valores de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ para cada pareja $i_m(t)$ y $u_m(t)$, uno por cada valor de ψ_k . Los valores de coeficiente de flicker obtenidos en el ejemplo planteado se recogen en la Tabla 2.2, junto con los valores de $P_{st, fic}$ correspondientes.

Tabla 2.2. Coeficientes flicker $c(\psi_k)$ y severidad flicker $P_{st, fic}$ obtenidos para la pareja de tensión y corriente del ejemplo de funcionamiento continuo.

ψ_k	$c(\psi_k)$	$P_{st, fic}$
30°	8.4	0.168
50°	4.1	0.082
70°	2.8	0.056
85°	5.8	0.115

Una vez obtenidos los valores de $c(\psi_k)$ para todas las parejas de series temporales, el bloque D realiza una ponderación estadística mediante una distribución Rayleigh de velocidades de viento. La ponderación se realiza para cuatro condiciones de media anual de las velocidades del viento, $v_a = 6, 7.5, 8.5$ y 10 m/s. De esta manera se calcula la función de distribución acumulada ponderada de los coeficientes de flicker $P_r(c < x)$ para cada una de ellas. El objetivo es adecuar la frecuencia de ocurrencia de los coeficientes de flicker a una distribución realista con respecto a la velocidad del viento, ya que el criterio de selección de las series temporales ha podido modificar la distribución. La Figura 2.6 muestra esquemáticamente la aplicación del bloque D al conjunto de 826 series temporales de las que se extrae el ejemplo. En la gráfica superior de la izquierda, se observan los valores de coeficiente de flicker para $\psi_k = 50^\circ$ en función de la velocidad del viento para todas las series temporales, mientras que en el histograma de la gráfica inferior se observa la frecuencia de ocurrencia por cada uno de los bins. La gráfica central muestra las cuatro distribuciones Rayleigh usadas para la ponderación. La gráfica superior de la derecha muestra las cuatro distribuciones acumuladas ponderadas $P_r(c < x)$ de los coeficientes de flicker $c(50^\circ)$.

Los dieciséis valores de coeficiente flicker $c(\psi_k, v_a)$ (uno por cada combinación de ψ_k y v_a) se determinan como el percentil 99 de la distribución acumulada ponderada $P_r(c < x)$ correspondiente. En la gráfica inferior de la derecha de la Figura 2.6 se muestra una ampliación de la gráfica superior para observar mejor el corte de cada una de las distribuciones acumuladas ponderadas con la línea punteada correspondiente al percentil 99 de la distribución.

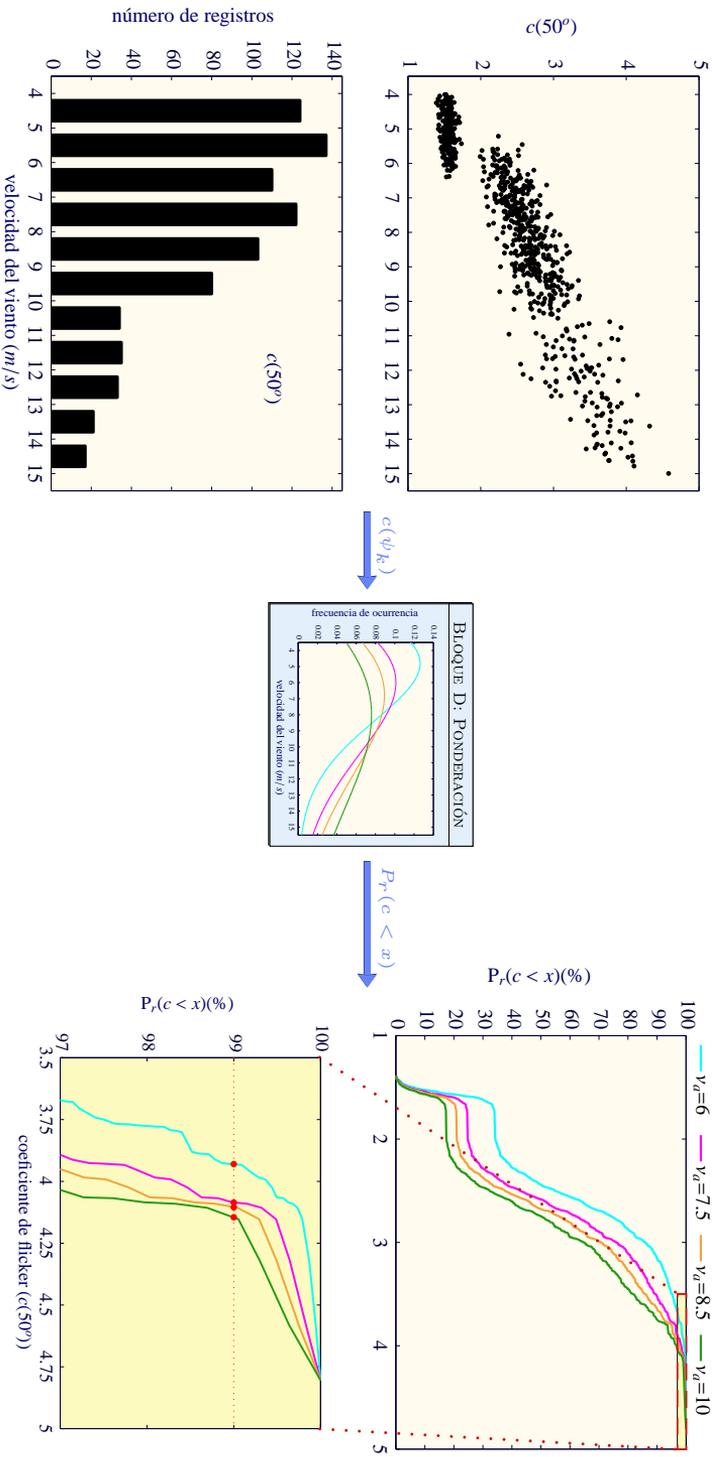


Figura 2.6. Esquema de la aplicación del ponderado en el bloque D a los coeficientes $c(50^\circ)$ correspondientes a las 826 series temporales de la turbina de la Tabla 2.1.

Tabla 2.3. Coeficientes flicker $c(\psi_k, v_a)$ reportados para el aerogenerador de la Tabla 2.1.

v_a (m/s)	ψ_k			
	30°	50°	70°	85°
6.0	7.75	3.93	2.73	5.25
7.5	8.28	4.09	2.96	5.73
8.5	8.48	4.11	3.01	5.95
10.0	8.49	4.15	3.10	6.07

La Tabla 2.3 recoge los valores finales para los cuatro valores de ψ_k y las cuatro v_a . Estos valores de coeficiente de flicker caracterizan el comportamiento del aerogenerador en funcionamiento continuo desde el punto de vista de las fluctuaciones de tensión, y se reportan en un informe de resultados a modo de certificación de la turbina eólica.

2.1.3 MEDIDA DE LA EMISIÓN DE FLICKER EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

Según el estándar, se han de caracterizar los siguientes tipos de operaciones de conexión:

- Tipo a: Puesta en marcha del aerogenerador a velocidad de inicio v_{in} .
- Tipo b: Puesta en marcha del aerogenerador a velocidad de viento nominal v_n .
- Tipo c: El cambio entre generadores de una misma turbina o entre bobinados de un mismo generador.

El procedimiento en estos casos se estructura mediante los cinco bloques funcionales que muestra la Figura 2.7. Como resultado se obtiene la característica del comportamiento del aerogenerador en operaciones de conexión mediante dos parámetros: el *factor de flicker escalonado* $k_f(\psi_k)$ y el *factor de variación de flicker* $k_u(\psi_k)$.

Para caracterizar cada uno de los tipos de operación de conexión se han de registrar al menos 15 parejas de series temporales de tensión y corriente de duración T_p . El estándar especifica que el

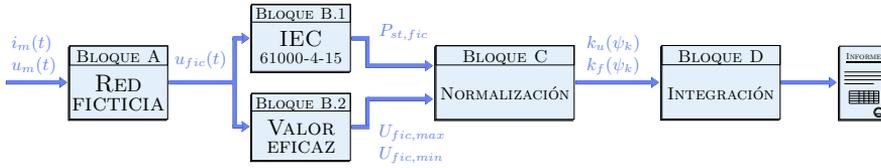


Figura 2.7. Esquema del procedimiento de medida del flicker generado por las operaciones de conexión de un aerogenerador.

tiempo de medida T_p debe ser suficientemente largo para abarcar el transitorio de la operación de conexión por completo, pero suficientemente corto como para excluir las posibles fluctuaciones debidas al funcionamiento continuo de la turbina, es decir, que el tiempo de medida debe ceñirse al tiempo que dure la operación de conexión.

Del mismo modo que en funcionamiento continuo, se va a hacer uso de un ejemplo para explicar con mayor claridad la funcionalidad del procedimiento. Las señales de tensión y corriente seleccionadas para el ejemplo están registradas en el aerogenerador de tipo I cuyos parámetros característicos se recogen en la Tabla 2.1. En este caso, se ha seleccionado una operación de conexión de tipo a.

La Figura 2.8 muestra las señales de tensión fase-neutro $u_m(t)$, la corriente de fase $i_m(t)$ y la potencia activa generada en el tramo de la operación de conexión del ejemplo. Se representan los valores RMS de 1 ciclo de $u_m(t)$ e $i_m(t)$ y la potencia generada en kW. Se ha seleccionado un tiempo de medida $T_p = 5$ s acotado en la figura entre las dos líneas rojas verticales punteadas. Se puede observar un primer tramo a partir de 1 s y de duración 1.5 s que se corresponde con la carga del generador. A continuación, a partir de los 2.5 s ocurre la conexión de la potencia generada a la red, con una gran inyección de corriente durante un periodo de tiempo muy corto. A partir de ahí el generador inyecta potencia en función del viento disponible, en régimen continuo.

El bloque A y B.1 de la Figura 2.7 se corresponden con los bloques A y B (Figura 2.2) del procedimiento de medida en funcionamiento continuo, es decir, obtención de $u_{fic}(t)$ y cálculo de $P_{st, fic}$. La diferencia es que en este caso se aplica sobre tramos de señal de duración T_p . Atendiendo al ejemplo y para un valor SCR = 50, la

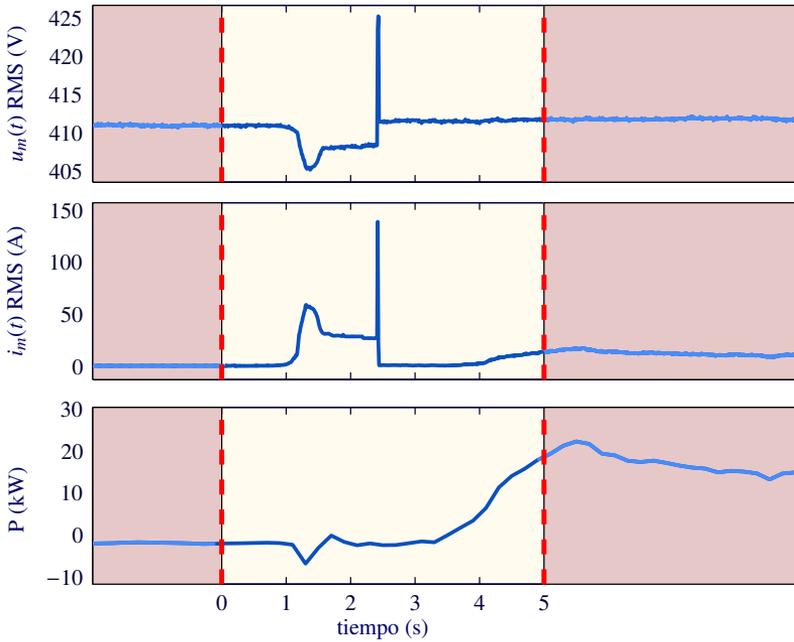


Figura 2.8. Valores RMS de las señales de tensión $u_m(t)$ y corriente $i_m(t)$, y la evolución de la potencia durante la operación de conexión tipo a del ejemplo.

Figura 2.9 muestra los valores RMS de las tensiones $u_{fic}(t)$ obtenidas a la salida del bloque A para cada valor de ψ_k .

La Figura 2.10 muestra los valores de $P_{st, fic}$ que se obtienen a la salida del bloque B.1, así como la evolución de la percepción instantánea de flicker P_{inst} , para cada uno de los valores de ψ_k . Las fluctuaciones de la tensión de entrada al bloque B.1, representadas en la Figura 2.9, producen un aumento en la percepción instantánea de flicker de la Figura 2.10. Cuanta mayor duración, excursión en amplitud y fluctuación, mayores crecimientos en la señal P_{inst} . En el ejemplo se observa que $u_{fic}(t)$ experimenta dos cambios importantes: el primero correspondiente a la carga del generador y el segundo cuando ocurre la conexión de la potencia generada. Ambos se ven reflejados en la señal de P_{inst} , siendo en general el segundo cambio más importante debido a que es más abrupto y presenta mayor excursión en la amplitud de $u_{fic}(t)$.

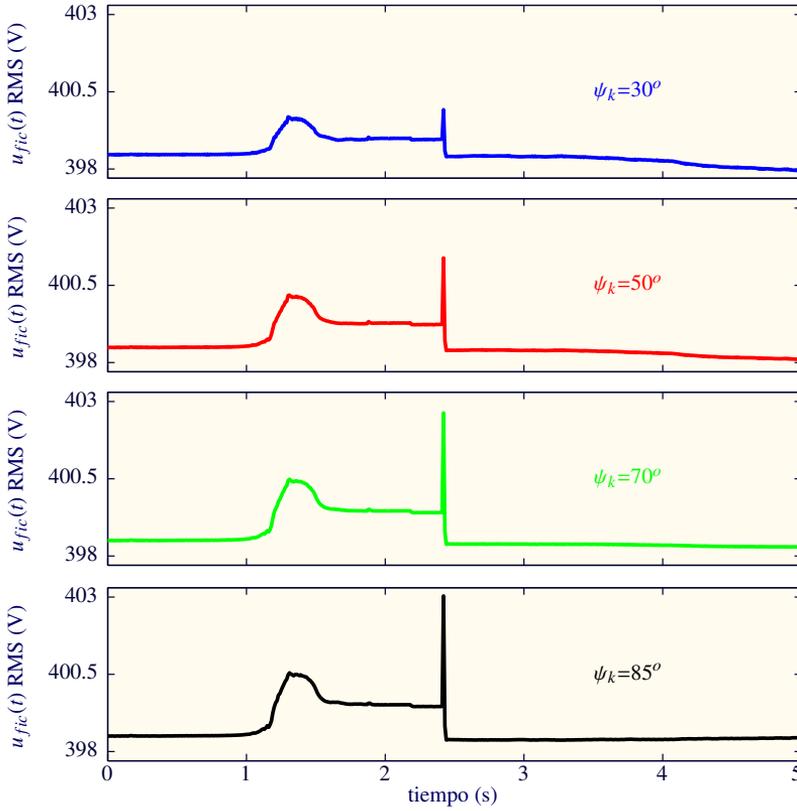


Figura 2.9. Valores RMS de las tensiones $u_{fic}(t)$ de la operación de conexión tipo a del ejemplo para los diferentes ψ_k .

El bloque B.2 busca cuantificar la variación relativa de tensión que ha producido la operación de conexión de acuerdo a:

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{U_{fic,max} - U_{fic,min}}{U_n} , \quad (2.8)$$

donde $U_{fic,max}$ y $U_{fic,min}$ son el valor máximo y mínimo de los valores RMS de la tensión $u_{fic}(t)$, respectivamente.

El bloque C tiene como objetivo independizar los valores de $P_{st, fic}$ de los valores de SCR y T_p elegidos de acuerdo a:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot T_p^{0.31} , \quad (2.9)$$

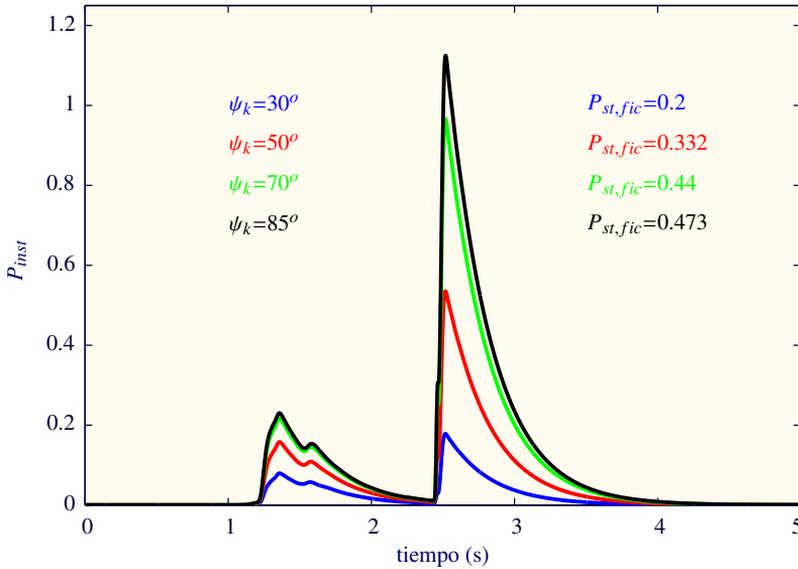


Figura 2.10. Percepción instantánea de flicker P_{inst} y valores de severidad flicker $P_{st,fic}$ obtenidos mediante el medidor de flicker IEC 61000-4-15 para cada una de las tensiones $u_{fic}(t)$ de la operación de conexión de tipo a del ejemplo en función de ψ_k .

e independizar $\Delta U/U_n$ del valor de SCR elegido de acuerdo a:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{fic,max.} - U_{fic,min.}}{U_n} \cdot \frac{S_{k,fic}}{S_n} \quad (2.10)$$

De esta manera, para cada uno de los valores de ψ_k , se obtiene un factor de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$ a partir de las definiciones incluidas en la norma IEC 61000-3-3 [48] y un factor de variación de tensión $k_u(\psi_k)$. La Tabla 2.4 recoge los valores de $k_f(\psi_k)$ y $k_u(\psi_k)$ calculados en el ejemplo.

Se ha de repetir el proceso de los bloques A, B.1, B.2 y C de la Figura 2.7 para diferentes parejas de series temporales de tensión y corriente, hasta completar los requerimientos del estándar en cuanto a número de cada tipo de operación de conexión. Una vez obtenidos todos los valores de $k_f(\psi_k)$ y $k_u(\psi_k)$ para cada serie temporal, el bloque D realiza la integración de estos utilizando la media aritmética para cada uno de los ángulos ψ_k . La Tabla 2.5 recoge los valores de $k_f(\psi_k)$ y $k_u(\psi_k)$ como medias aritméticas de los valores

Tabla 2.4. Factores de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$ y factores de variación de tensión $k_u(\psi_k)$ del ejemplo.

ψ_k	$k_f(\psi_k)$	$k_u(\psi_k)$
30°	0.13	0.23
50°	0.21	0.27
70°	0.28	0.31
85°	0.30	0.32

Tabla 2.5. Factores de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$ y factores de variación de tensión $k_u(\psi_k)$ reportados para el conjunto de 637 operaciones de arranque del aerogenerador del ejemplo.

ψ_k	$k_f(\psi_k)$	$k_u(\psi_k)$
30°	0.13	0.25
50°	0.20	0.30
70°	0.25	0.33
85°	0.26	0.34

correspondientes del conjunto de 637 registros de operaciones de conexión en el que se incluye el ejemplo presentado.

2.2 PROBLEMÁTICA DEL PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

Dependiendo de cómo se realice la implementación del procedimiento de medida del flicker en aerogeneradores definido en el estándar IEC 61400-21, se pueden provocar importantes divergencias en los resultados. A pesar de que este tema no es un asunto públicamente reportado (solamente algunas publicaciones lo mencionan [49, 50, 51, 52]), comparativas de medida realizadas por los miembros de MEASNET así lo demuestran. La Figura 2.11 muestra un ejemplo de la dispersión que se puede observar en una comparativa sencilla entre diferentes implementaciones, extraído del trabajo de MEASNET. Se muestran los valores de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ medidos por cinco implementaciones, para los cuatro valores de ψ_k . El registro utilizado se corresponde con un aerogenerador

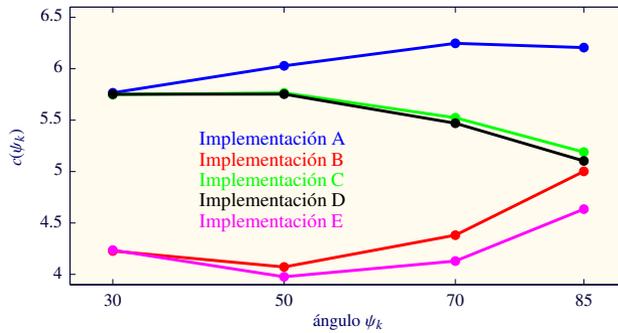


Figura 2.11. Comparativa de coeficientes de flicker $c(\psi_k)$ obtenidos por cinco implementaciones del procedimiento de medida de flicker ante un mismo tramo de 10 minutos de funcionamiento continuo de un aerogenerador.

de tipo IV que tiene una potencia asignada $S_n = 1$ MVA. Hay algunas implementaciones que coinciden en los resultados para algún valor de ψ_k , e incluso las implementaciones C y D obtienen valores muy aproximados entre ellos. Sin embargo, en general las implementaciones no sólo obtienen valores de coeficiente de flicker distintos entre ellas, sino que además, la tendencia con respecto al valor de ψ_k también es claramente diferente.

Se ha de considerar que la medida de flicker en operación continua de un aerogenerador en general obtiene valores de $P_{st, fic}$ del orden de 0.2. Puesto que pequeños errores en su medida pueden generar importantes divergencias en el valor final de coeficiente de flicker obtenido, la precisión en el cálculo del P_{st} es un tema de suma relevancia.

La principal causa de estas divergencias es que el estándar IEC 61400-21 en su definición no especifica cómo ha de realizarse la implementación, permitiendo así suficientes grados de libertad como para que puedan existir esas divergencias. Desde el punto de vista del procesamiento de señal, la mayor complejidad está en la implementación de los dos primeros bloques del procedimiento: red ficticia y medidor de flicker.

El medidor de flicker, con su estándar propio IEC 61000-4-15, ha tenido una importante evolución en los últimos años debido a una problemática similar. Cuando todavía estaba vigente la edición 1.1, diversos trabajos alertaron de que distintas implementaciones

comerciales que cumplían con las pruebas funcionales exigidas por el estándar reportaban importantes diferencias ante las mismas señales de entrada [53, 54]. La solución al problema consistió en acotar la flexibilidad en la implementación mediante un protocolo de pruebas funcionales más extenso. Esto dio lugar a la actual edición 2 que establece un conjunto de nuevas pruebas en función de la precisión de la implementación que se requiera.

Aunque la edición actual del estándar IEC 61400-21 no lo contempla, la próxima edición 3 incluirá la exigencia de utilizar un medidor de flicker de clase F1, es decir, el de mayor precisión. De esta manera quedan minimizadas las posibles divergencias en la medida de flicker en aerogeneradores derivadas de la utilización de medidores de flicker no suficientemente precisos.

La implementación del bloque de la red ficticia tampoco está acotada en la actual edición 2 del estándar IEC 61400-21, ni a través de especificaciones concretas ni con pruebas de funcionamiento al estilo de la solución adoptada por el estándar IEC 61000-4-15. En concreto, hay dos elementos de la implementación de la red ficticia que son susceptibles de generar errores: la construcción de la tensión $u_0(t)$ a partir del ángulo eléctrico de la tensión medida en el aerogenerador $u_m(t)$ y la derivación de la corriente $i_m(t)$.

Para construir la tensión $u_0(t)$ es necesario estimar la fase instantánea de la frecuencia fundamental de la tensión medida $u_m(t)$. En la bibliografía existen variedad de técnicas para la estimación de la fase de la componente fundamental [55, 56, 57]. La tensión $u_m(t)$ puede contener perturbaciones tales como componentes armónicas e interarmónicas, que pueden afectar a la estimación introduciendo errores en el posterior cálculo de $P_{st, fic}$. Por tanto, también se han planteado estrategias previas de acondicionamiento de $u_m(t)$ para permitir una mejor estimación de la fase instantánea de su componente fundamental [58].

La derivación de la corriente medida $i_m(t)$ se ha de realizar utilizando un sistema discreto que aproxime el comportamiento del derivador ideal. El modelado del derivador tendrá que contemplar un aspecto fundamental, como es el ancho de banda de derivación y su relación con la composición espectral de $i_m(t)$. En la medida

en que la aproximación del filtro se aleje del derivador ideal, se generarán desviaciones más o menos importantes en la derivada de $i_m(t)$.

Además, debido a que tanto $u_0(t)$ como la derivada de $i_m(t)$ son utilizadas posteriormente para calcular $u_{fic}(t)$, la sincronización entre ambas es un tema muy relevante. Errores en su sincronización pueden inducir falsas fluctuaciones en la tensión $u_{fic}(t)$.

Por lo tanto, los errores cometidos en la construcción de $u_0(t)$ y en la derivación de $i_m(t)$, así como en la sincronización entre ambas, pueden generar pequeñas fluctuaciones en $u_{fic}(t)$. Teniendo en cuenta, por un lado, que un nivel molesto de flicker ($P_{st} = 1$) puede darse con fluctuaciones inferiores al 1% y que, por otro lado, los valores de $P_{st, fic}$ que se requiere medir en aerogeneradores son claramente inferiores a 1, esas desviaciones insignificantes en la tensión $u_{fic}(t)$ pueden generar errores importantes en la medida de $P_{st, fic}$, y por lo tanto, en los coeficientes de flicker $c(\psi_k)$ calculados.

2.3 OBJETIVOS DE LA TESIS

El incremento de la generación eólica, y por tanto su penetración en el sistema eléctrico en los últimos años ha sido enorme, y previsiblemente en los próximos años siga creciendo aún más. En consecuencia, la integración de esa gran cantidad de energía en la red eléctrica tiene que hacerse sabiendo qué repercusiones tendrá sobre la CSE y utilizando mecanismos que permitan evaluar dicha repercusión de manera adecuada. Esta tesis se centra en el estudio de las fluctuaciones de tensión (flicker) generadas por turbinas eólicas, que junto con la inyección de componentes armónicas e interarmónicas son el principal impacto que sobre la CSE tiene la energía eólica.

Las **fluctuaciones de tensión** inyectadas a la red tienen su origen en las fluctuaciones de la potencia generada por la turbina. La potencia fluctúa debido a la velocidad del viento, a las características constructivas de la turbina eólica y a la interacción de ésta con la red.

El estándar IEC 61400-21 especifica el procedimiento para la medida y evaluación de dichas fluctuaciones de tensión en aerogeneradores. Entre otras razones, debido a la existencia de divergencias importantes en la medida del flicker, tal y como se han encontrado en las sucesivas comparativas realizadas entre miembros de MEASNET, el grupo de mantenimiento TC88 MT21 del estándar IEC 61400-21 se encuentra actualmente en la elaboración de la nueva edición 3 del estándar. La participación activa en dicho grupo durante los últimos 5 años de uno de los directores de esta tesis, Andoni Lazkano, ha permitido conocer de primera mano los temas que sobre el procedimiento de medida y evaluación del flicker se han trabajado para la revisión y reedición del estándar, siendo espacio privilegiado para transferir directamente las investigaciones que al respecto se han ido desarrollando con la tesis.

En este escenario se plantean ciertas cuestiones que articulan el presente trabajo de investigación:

- Las divergencias detectadas en la medida de flicker en aerogeneradores siguiendo las especificaciones del estándar IEC 61400-21, ¿representan casos puntuales difíciles de reproducir, o por el contrario son un problema generalizado? En caso de ser un tema habitual, ¿de qué magnitud se está hablando y cuál es su origen?
- Con respecto a las dos tareas de procesado susceptibles de introducir errores en la medida, la estimación de la tensión $u_0(t)$ y la derivación de la corriente $i_m(t)$, ¿es posible señalar los factores de su implementación que son más sensibles?
- ¿Existen estrategias de procesado de señal que ayuden a minimizar esos errores?
- ¿Cómo se ha de estandarizar y regular la medida de fluctuaciones de tensión en aerogeneradores para minimizar las divergencias? ¿Será a través de una especificación exhaustiva de la implementación del procedimiento, o mediante un conjunto de pruebas funcionales que impulsen la convergencia de los resultados?

En respuesta a estas cuestiones y en sintonía con el desarrollo de la tercera edición del estándar IEC 61400-21, el presente trabajo de tesis se plantea en base a los siguientes objetivos:

El **primer objetivo** es recopilar los datos de campo necesarios para el trabajo posterior. Para ello es necesario realizar extensas campañas de medida en aerogeneradores de diferentes tipos, tanto en funcionamiento continuo como en operaciones de conexión.

El **segundo objetivo** es evidenciar y justificar la existencia de divergencias en la medida de flicker en aerogeneradores según el estándar IEC 61400-21 cuando se utilizan diferentes implementaciones y, más relevante aún, clarificar la magnitud de dichas divergencias. El estudio apunta a la red ficticia como origen de importantes errores en la medida de flicker, y en concreto en las tareas de estimación de $u_0(t)$ y de derivación de $i_m(t)$.

El **tercer objetivo** es encontrar aquellos factores de diseño e implementación discreta que originan los errores en la medida, estudiando los efectos de cada uno de ellos. Para ello, será necesario probar diferentes métodos y técnicas para implementar las tareas involucradas en la resolución de la red ficticia, comparar los resultados y obtener conclusiones sobre los orígenes de las discrepancias.

El **cuarto objetivo** es definir y recomendar estrategias de procesamiento de señal que permitan minimizar los errores en la medida. Es decir, establecer criterios de diseño e implementación del procedimiento con el fin de mejorar la precisión.

El **quinto objetivo** es diseñar mecanismos para garantizar que las diferentes implementaciones del procedimiento de medida proporcionen resultados convergentes y precisos. Es decir, plantear la inclusión en el estándar de un protocolo de pruebas que oriente al desarrollador acotando los grados de libertad de las implementaciones, señalando si se cumple o no con los resultados esperados, apuntando a las posibles causas en los casos desfavorables, y por tanto, garantizando la convergencia y precisión de resultados entre diferentes implementaciones.

2.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El resto del documento se ha organizado de acuerdo a la siguiente estructura:

En el capítulo 3 se describen las herramientas utilizadas en el trabajo experimental de la tesis, las dos campañas de registros de campo realizadas, las bases de datos recopiladas y el sistema de análisis empleado a lo largo del trabajo de tesis.

En el capítulo 4 se estudia en detalle la influencia de la implementación de la red ficticia sobre la medida de flicker, empleando un escenario simulado. Se analiza el comportamiento de diferentes implementaciones, tanto de métodos de estimación de $u_0(t)$ como de filtros derivadores de $i_m(t)$, frente a señales simuladas. El análisis de dicho comportamiento permite señalar el origen de los errores y plantear las mejoras necesarias para minimizarlos.

El capítulo 5 presenta un estudio exhaustivo de la influencia de la red ficticia sobre la medida de flicker en escenarios reales, tanto en funcionamiento continuo del aerogenerador como durante las operaciones de conexión a la red. Se utilizan para ello los datos recopilados en dos campañas de medida en aerogeneradores. Los resultados obtenidos en el capítulo 4 utilizando señales simuladas se contrastan y comparan con los resultados que se obtienen con señales de aerogeneradores reales, confirmando las mejoras planteadas como soluciones eficaces en la reducción de las divergencias.

En el capítulo 6 se analiza la necesidad de plantear un protocolo de pruebas de verificación en la nueva edición 3 del estándar IEC 61400-21, como solución a las divergencias en la medida detectadas. Se propone la definición de un protocolo de verificación, se estudia cada una de las pruebas y su objetivo particular. Además, se analiza la utilidad de cada una de las pruebas para identificar aquellas implementaciones que presentan problemas, por medio de ejemplos concretos.

Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones de la tesis, las aportaciones y difusión del trabajo de investigación que al respecto se han realizado durante estos años, así como las líneas futuras que se vislumbran.

Capítulo 3

HERRAMIENTAS Y MATERIALES

Para el desarrollo de esta tesis se ha necesitado un trabajo experimental muy extenso. Ha sido necesario registrar las señales de tensión y corriente en distintos tipos de aerogeneradores durante meses. Además, el posterior análisis de todos los datos mediante diferentes técnicas y métodos de procesado digital ha requerido gran cantidad de tiempo y recursos.

Este capítulo tiene por objetivo presentar y describir las características de los sistemas de registro y procesado utilizados, así como las bases de datos de tensión, corriente y viento registradas.

En primer lugar, se describirá la filosofía de trabajo seguida para el diseño e implementación de los sistemas de registro y procesado digital. Posteriormente, se describirán las dos campañas de registros que se han llevado a cabo para obtener los datos necesarios para el posterior análisis. Finalmente, se explica cómo se realiza la gestión de esa gran cantidad de información con el objetivo de analizarla de la manera más adecuada y eficiente posible.

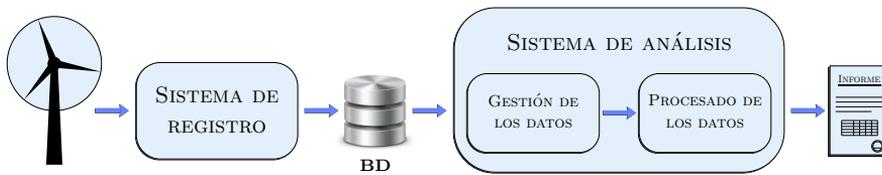


Figura 3.1. Esquema del sistema completo de registro y procesado.

3.1 SISTEMA DE MEDIDA DE FLICKER EN AEROGENERADORES

Para la obtención de las señales de tensión, corriente y velocidad de viento de una turbina eólica y su posterior procesado, se ha empleado un conjunto de aparatos electrónicos e informáticos. La orientación del diseño e implementación del sistema completo tiene un carácter enfocado exclusivamente a la investigación científica. Es por esto que posee una gran flexibilidad, permitiendo modificar e incorporar mejoras continuas en las distintas partes del mismo. La Figura 3.1 muestra un esquema del sistema completo, compuesto por el sistema de registro y el de análisis.

La filosofía de trabajo de procesar la información *off-line* fue por la que se optó en el diseño del sistema. Esto quiere decir que la tarea de registro de las señales se separa en el tiempo de la tarea de análisis de las mismas. Por un lado se realiza la campaña de medidas, guardando las formas de onda de las señales involucradas en una Base de Datos (BD). Posteriormente, se realiza el análisis de toda esa información, aunque no necesariamente en el propio emplazamiento de registro. Un primer paso en el análisis es gestionar la gran cantidad de información que se almacena en una campaña de medidas. Para ello, se identifican y clasifican los datos registrados, permitiendo además seleccionar qué parte de ellos serán utilizados en el procesado. Finalmente, el sistema permite procesar y obtener la característica de flicker del aerogenerador, aplicando el procedimiento de medida del estándar IEC 61400-21 [38].

Esta solución tiene ciertas ventajas sobre el procesado *on-line*. Por un lado, en la campaña de medidas se registra la forma de onda de las señales y, por tanto, ofrece la posibilidad de estudiar con mayor profundidad el comportamiento de éstas. Por ejemplo, en el caso de resultados de emisión de flicker especialmente significativos,

es posible remitirse a las formas de onda de tensión y corriente, y analizar a partir de ellas toda la cadena de procesado. Por otro lado, se pueden analizar los datos de un aerogenerador ya registrado cuantas veces se requiera, sin tener que plantear una nueva campaña de registros de campo. Esto es especialmente útil cuando las especificaciones del estándar cambian, o cuando se quieren probar diferentes implementaciones del mismo, como es el caso del estudio que plantea esta tesis.

A continuación, el capítulo se centra en la explicación de dos de los bloques del sistema completo de la Figura 3.1: el sistema de registro junto con la descripción de las dos campañas de medida realizadas, y el bloque de gestión del sistema de análisis.

El bloque de procesado de dicho sistema se corresponde con la implementación del procedimiento de medida de flicker de acuerdo al estándar IEC 61400-21, descrito ya en profundidad en el Capítulo 2. La problemática asociada a la implementación de este último bloque, así como la comparación de los resultados entre diferentes implementaciones, e incluso la propuesta de mejoras y soluciones para conseguir implementaciones muy precisas, se tratará en los siguientes capítulos de la tesis.

3.2 REGISTROS DE CAMPO EN AEROGENERADORES

Para el desarrollo de esta tesis se han utilizado los datos procedentes de dos campañas de registro de campo. En cada una de ellas se han grabado las señales de tensión, corriente y velocidad del viento de un aerogenerador diferente, de tipo I en la primera y de tipo III en la segunda. A continuación, en cada uno de los dos casos se describe la duración de la campaña de registro y las características del emplazamiento, de la turbina, del sistema de registro y de las señales almacenadas.

3.2.1 CAMPAÑA DE REGISTRO EN AEROGENERADOR DE TIPO I

La primera campaña de registro de campo se realizó en un aerogenerador tipo I perteneciente al Parque Tecnológico Walqa, localizado a siete kilómetros al suroeste de la ciudad de Huesca, en



Figura 3.2. Fotografía del aerogenerador VESTAS V29.

España. La Figura 3.2 muestra una fotografía de dicho aerogenerador. Se registró el comportamiento de la turbina eólica entre junio y agosto de 2011, durante 55 días.

DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador es un VESTAS V29 de potencia nominal 225 kW. Trabaja con un generador asíncrono de velocidad fija con dos bobinados, uno de 8 polos y el otro de 6 polos para velocidades de viento bajas (menores de 6 m/s) y altas, respectivamente. Tiene un control activo de la potencia (pitch-control). La Figura 3.3 muestra la curva de potencia de dicho aerogenerador (AG-TI¹). En la Tabla 3.1 se detallan algunas de las características técnicas del aerogenerador, de acuerdo con los datos suministrados por el fabricante. Se observa que el AG-TI arranca a una velocidad de 4 m/s, alcanza su potencia nominal de 225 kW hacia los 14 m/s y se mantiene en ella hasta los 25 m/s.

La Figura 3.4 muestra en la imagen (a) el esquema de interconexión entre la turbina y la red de Media Tensión (MT). La turbina se

¹ A lo largo del documento de tesis nos referiremos al Aerogenerador de Tipo I de Huesca con el acrónimo AG-TI.

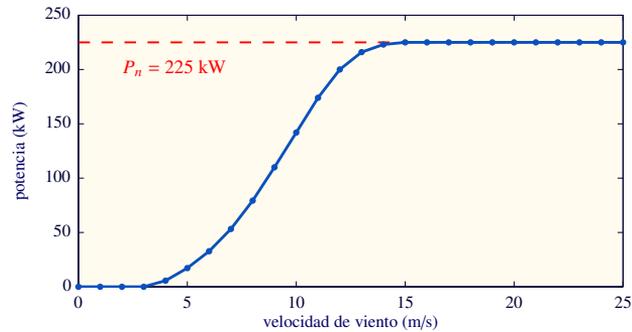


Figura 3.3. Curva de potencia del AG-TI.

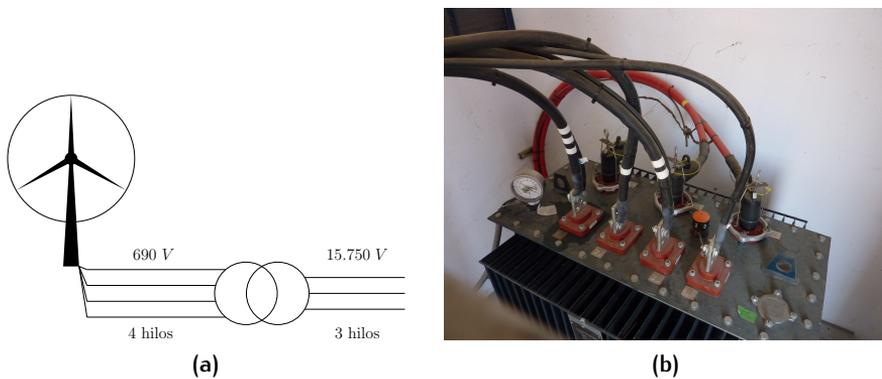


Figura 3.4. Configuración de la conexión eléctrica del AG-TI a la red. (a) Esquema de conexión eléctrica. (b) Fotografía del transformador.

conecta al transformador en Baja Tensión (BT) (690 V entre fases) con una conexión en estrella, es decir, una tensión fase-neutro de 400 V. El transformador se conecta a la red de MT con una conexión en triángulo (15750 V entre fases). La imagen (b) muestra una fotografía del transformador en la que se aprecian las cuatro bornas de BT a las que se conecta el aerogenerador y las tres bornas de MT de conexión a la red. El transformador está ubicado en la caseta que se encuentra junto a la base del aerogenerador (ver Figura 3.2), lugar en el que también se instaló el sistema de registro.

DESCRIPCIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE REGISTRO

El diseño e implementación del sistema de registro utilizado en la campaña de Huesca ha sido desarrollado por el *Grupo de Señal*

Tabla 3.1. Características técnicas del aerogenerador VESTAS V29.

Información general	
Modelo	VESTAS V29
Altura del rotor	$h = 32$ m
Altura máxima	46,5 m
Parámetros de diseño	
Potencia nominal	$P_n = 225$ kW
Velocidad de viento nominal	$v_n = 14$ m/s
Regulación de potencia	Control activo
Velocidad de viento de arranque	$v_{in} = 4$ m/s
Velocidad de viento de parada	$v_{out} = 25$ m/s
Rotor	
Diámetro	$\phi = 29$ m
Velocidad de giro (8 polos)	30,8 rpm
Velocidad de giro (6 polos)	41 rpm
Área barrida	$A = 661$ m ²
Dirección de rotación	Sentido horario (vista frontal)
Generador	
Tipo	Asíncrono de doble bobinado
Tensión de fase	3×400 V
Tensión de línea	690 V
Frecuencia	50 Hz
6 polos	
Potencia nominal	225 kW
Velocidad nominal	1.016 rpm
Corriente nominal	390 A / 225 A
Factor de potencia	0,83
8 polos	
Potencia nominal	50 kW
Velocidad nominal	760 rpm
Corriente nominal	98 A / 57 A
Factor de potencia	0,74

y Comunicaciones (GSC) de la Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU), en cuyo seno se ha desarrollado este trabajo de tesis. La Figura 3.5 muestra dicho sistema mediante un esquema de bloques en (a) y una fotografía en (b). El sistema consta de tres módulos: el módulo de acondicionamiento, el módulo de adquisición y el sistema de control instalado en el portátil. El

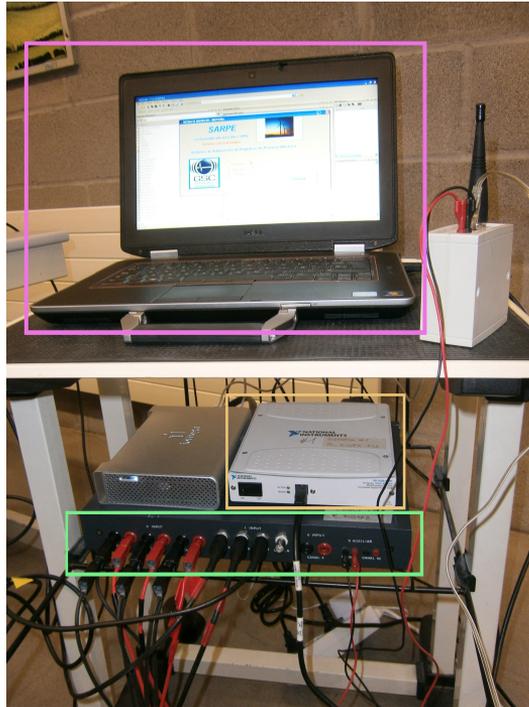
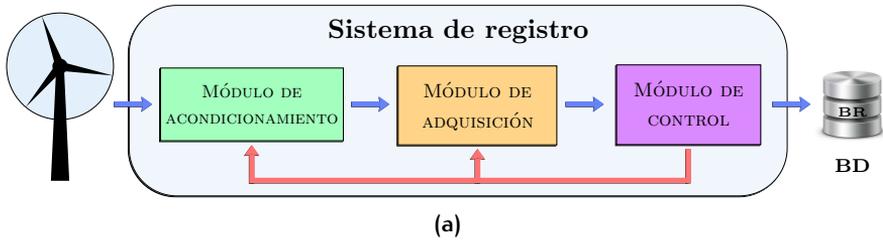


Figura 3.5. Sistema de registro utilizado en la campaña del AG-TI. (a) Esquema del sistema. (b) Fotografía del sistema: módulo de acondicionamiento (cuadro verde), módulo de adquisición (cuadro naranja) y módulo de control (cuadro rosa).

disco duro (a la izquierda del módulo de adquisición) se utiliza como plataforma para el almacenamiento de los datos registrados.

El módulo de acondicionamiento fue diseñado íntegramente en el grupo GSC, y ha sido utilizado reiteradamente para los trabajos experimentales de distintos proyectos de investigación previos [59, 60]. Se ha implementado en un equipo que convierte y adapta los niveles de entrada de tensión, corriente y velocidad de

viento a los niveles apropiados para la adquisición de los mismos. Esta plataforma permite registrar cuatro canales de tensión, cuatro canales de corriente y otros dos canales analógicos de uso general. Para el registro de los canales de tensión, es posible seleccionar entre cuatro escalas disponibles (60, 150, 300 y 600 V). Los canales de corriente requieren la utilización de sondas amperimétricas de una de las cuatro sensibilidades disponibles: 0.1, 1, 10 o 100 mV/A. Dependiendo del rango de corriente que se quiera medir, es posible elegir entre dos escalas diferentes. Los canales de uso general permiten registrar la señal de velocidad del viento. Cada canal incluye un filtro anti-aliasing Butterworth de octavo orden con frecuencia de corte ajustable en función de la frecuencia de muestreo.

El módulo de adquisición es una tarjeta NI USB-6281M de National Instruments, que se encarga de realizar la conversión analógico/digital e intercambiar información entre el módulo de control y el módulo de acondicionamiento de señal. Tiene una resolución de 18 bits por canal adquirido y una frecuencia de muestreo máxima de 500 kHz a repartir entre los canales que se utilicen. Tiene dos relojes internos, de 10 MHz y de 100 kHz, a partir de los cuales se pueden obtener diferentes frecuencias de muestreo. La comunicación con el módulo de acondicionamiento se realiza mediante un cable paralelo NI SH68-68-EPM, y con el módulo de control mediante una conexión serie USB.

El módulo de control consta de un software desarrollado en el GSC y programado en Matlab que funciona sobre plataforma PC. Se encarga de gestionar las operaciones de adquisición y de grabar los datos obtenidos en el disco duro. Además, cuenta con las funcionalidades de apagado ordenado en caso de perder alimentación eléctrica y de re-arranque restaurando la medida cuando se recupera la alimentación.

En la campaña se han registrado un total de siete canales: las tres tensiones fase-neutro, las tres corrientes de fase y la velocidad del viento. Las tensiones y corrientes se han registrado en el lado de BT del transformador. El sistema de registro se ha configurado a una escala de 600 V_{RMS} para los canales de tensión, y a una escala

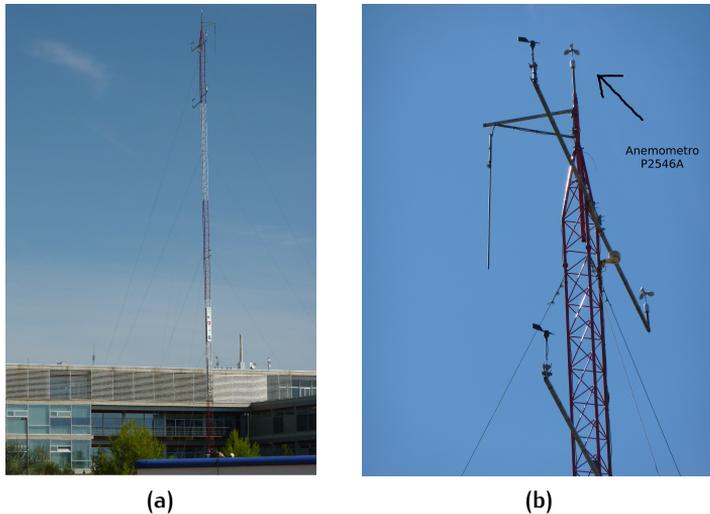


Figura 3.6. Fotografías de la torre meteorológica (a) Poste de la torre meteorológica ubicado en un edificio cercano. (b) Ubicación del anemómetro utilizado para la obtención de la señal de viento.

500 A_{RMS} con sondas de sensibilidad 1 mV/A para los canales de corriente. La frecuencia de muestreo utilizada fue $f_s = 25\,600$ Hz.

El registro de los canales de corriente se realizó por medio de la utilización de tres sondas de corriente AC Flucke i1000s. Estas sondas permiten seleccionar entre tres sensibilidades: 1, 10 y 100 mV/A, para tres rangos de medida 1000, 100 o 10 A respectivamente.

Para el registro de la señal de velocidad del viento, se utilizó un sistema de transmisión vía radio para enviar la información desde el poste meteorológico hasta el sistema de registro ubicado al lado del aerogenerador. La Figura 3.6 muestra la torre meteorológica y la ubicación en ella del anemómetro Risø P2546A utilizado para la obtención de la señal de velocidad de viento.

El sistema de transmisión vía radio consta de una pareja emisor/receptor en la banda de 869.5 MHz con un alcance máximo de 3 Km. La Figura 3.7 muestra una fotografía del sistema completo. El transmisor, a la derecha de la fotografía, consta del equipo radio y de un sistema fotovoltaico de alimentación autónomo. El transmisor se instaló en la base del poste meteorológico para recoger el tren de

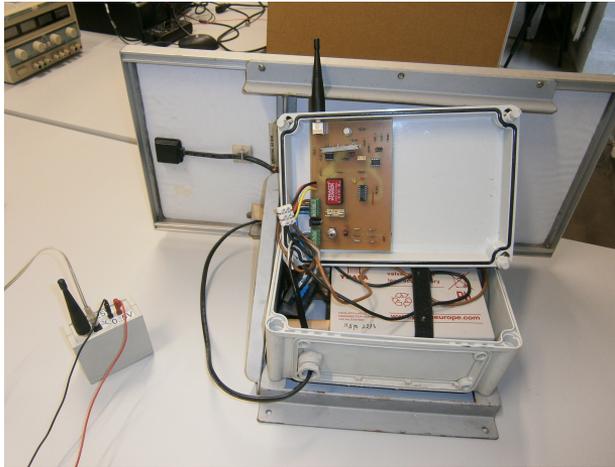


Figura 3.7. Sistema de transmisión vía radio utilizado para el registro de la señal de velocidad del viento.

pulsos en tensión generado por el anemómetro y transmitirlo, vía radio, con una potencia de 450 mW a una tasa de 10 kbps. El receptor, a la izquierda de la fotografía, recibía la señal y la transformaba en una señal diferencial que se conectó al canal 9 del sistema de acondicionamiento. Posteriormente, en el procesado, se calculó la velocidad del viento correspondiente a la frecuencia del tren de pulsos, según las especificaciones del anemómetro.

BASE DE REGISTROS

Como resultado de la campaña, el sistema generó una Base de Datos que contiene los registros realizados o Base de Registros (BR) almacenados en el disco duro. La BR se compone de un fichero con datos globales de configuración e identificación del registro, y de una carpeta por cada día de registro. Cada una de estas carpetas contiene un fichero con información correspondiente a ese día de registro, y siete ficheros binarios de datos, uno por cada canal adquirido.

La BR del AG-TI contiene 55 días de registros y un total de 7882 tramos de 10 minutos. El tamaño en disco de dichos registros es aproximadamente de 1.9 TB.



Figura 3.8. Dibujo de la distribución en planta de los aerogeneradores del parque eólico de Castilla la Mancha.

3.2.2 CAMPAÑA DE REGISTRO EN AEROGENERADOR DE TIPO III

La segunda campaña de registros de campo se realizó en un aerogenerador tipo III perteneciente a un Parque Eólico de la comunidad autónoma de Castilla La Mancha, en España. El parque eólico está compuesto por 16 turbinas eólicas de 2 MW, distribuidas en planta de acuerdo al esquema de la Figura 3.8. Los aerogeneradores se dividen en tres ramales: dos de ellos de 10 MW, los marcados en rojo (A1.1- A1.5) y en azul (A2.7- A3.1), y el tercero de 12 MW marcado en verde (A2.1- A2.6).

El aerogenerador en el cual se ha realizado la campaña de registro es el A1.1, que está situado al comienzo del ramal marcado en rojo, junto a otros cuatro. La Figura 3.9 muestra una fotografía de dicho aerogenerador (AG-TIII²). Se registró el comportamiento de la turbina eólica entre marzo y abril de 2015. La campaña de medidas ha sido realizada en colaboración con el laboratorio Energy to Quality (E2Q³), del grupo Barlovento.

² A lo largo del documento de tesis nos referiremos al Aerogenerador de Tipo III de Castilla La Mancha con el acrónimo AG-TIII.

³ Energy to Quality es un laboratorio dedicado a la consultoría eléctrica avanzada, tanto para las energías renovables como para las convencionales. Realiza estudios



Figura 3.9. Aerogenerador AG-TIII de Castilla La Mancha.

DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador de tipo III registrado posee un generador doblemente alimentado con control activo de la potencia en las palas (pitch-control) y gestión parcial de la inyección de potencia a través de sistemas electrónicos. La Figura 3.10 muestra su curva de potencia. En la Tabla 3.2 se resumen algunas de las características técnicas del aerogenerador. Por razones de confidencialidad, no se exponen datos ni del explotador del parque, ni del modelo de aerogenerador.

La Figura 3.11 muestra el esquema de interconexión entre la turbina y la red de MT a través de un transformador. La turbina se conecta al transformador en BT en el punto común de estator y rotor, mediante una conexión en triángulo (690 V entre fases). Dicha tensión de salida en BT, realimenta el rotor a través de la electrónica de potencia. El transformador se conecta en MT a 20 kV entre fases.

En esta campaña no se dispone de la velocidad del viento, por considerarse un dato confidencial por parte del explotador del parque eólico. Se ha estimado la velocidad del viento cada 10 s a partir de la

eléctricos avanzados, así como pruebas en campo para verificar el cumplimiento de los códigos de red en los diferentes países. <http://www.barloventorecursos.com>

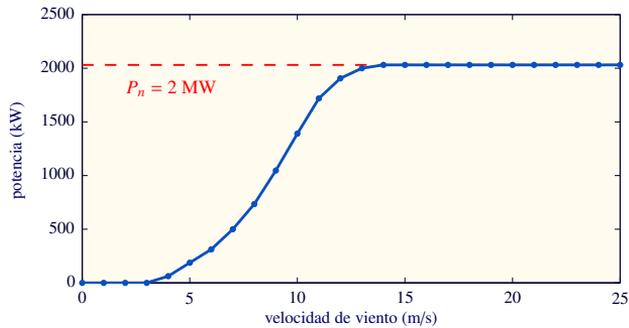


Figura 3.10. Curva de potencia del aerogenerador AG-TIII.

Tabla 3.2. Características técnicas del aerogenerador AG-TIII.

Parámetros de diseño	
Potencia nominal	$P_n = 2 \text{ MW}$
Velocidad de viento nominal	$v_n = 14 \text{ m/s}$
Regulación de potencia	Control activo
Velocidad de viento de arranque	$v_{in} = 4 \text{ m/s}$
Velocidad de viento de parada	$v_{out} = 25 \text{ m/s}$
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Tensión de línea	690 V
Frecuencia	50 Hz
Número de polos	4
Potencia nominal	2 MW

potencia activa trifásica calculada en cada intervalo de 10 s utilizando la curva de potencia suministrada por el fabricante del aerogenerador.

DESCRIPCIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE REGISTRO

Debido a que el punto de medida en el aerogenerador está situado en la góndola y se requiere acreditación y permisos especiales para acceder a la misma, las medidas en la turbina eólica fueron realizadas por E2Q. El sistema de registro de E2Q, mostrado en la Figura 3.12(a), está basado en la plataforma PXI de National Instruments e incorpora de forma integrada las funcionalidades

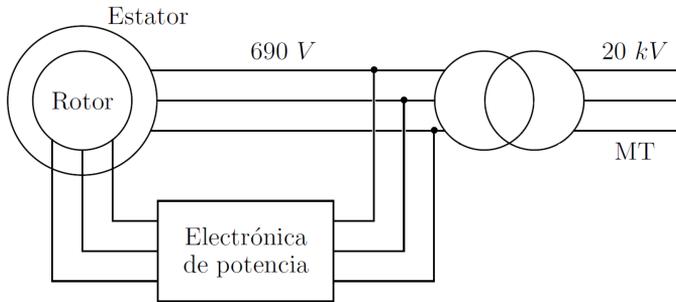
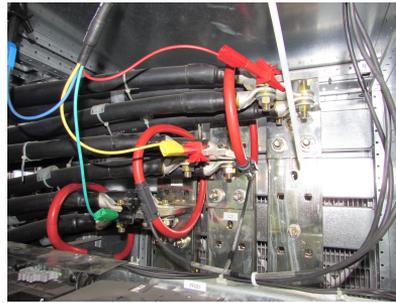


Figura 3.11. Esquema de conexión eléctrica del aerogenerador AG-TIII.



(a)



(b)

Figura 3.12. Sistema de registro de E2Q utilizado en el AG-TIII. (a) Fotografía de la plataforma PXI de National Instruments. (b) Fotografía del punto de medida.

de acondicionamiento, adquisición y control. Utiliza una tarjeta de adquisición NI 4472 que permite la adquisición de hasta 8 canales.

En la campaña de registro del AG-TII se han registrado un total de seis canales: las tres tensiones fase-neutro y las tres corrientes de fase. Las tensiones y corrientes se han registrado en el punto común del lado de BT del transformador, tal y como se observa en la Figura 3.12(b), a una frecuencia de muestreo $f_s = 20\,000$ Hz. Los canales de tensión se registraron por medio de transductores LEM CV 3-200, mientras que los canales de corriente utilizando unas sondas Rogowski PEM.

BASE DE REGISTROS

El resultado de la campaña fue una BR con el formato propio de E2Q. Ésta contiene un fichero por cada 10 minutos de registro en el que se almacenan las formas de onda de los seis canales registrados. Para mantener una coherencia en el análisis, a partir de esta BR se ha generado una nueva BR siguiendo el formato propio del grupo GSC, con la misma estructura que la BR del AG-TI descrita anteriormente en la Sección 3.2.1. Para ello, se ha creado el fichero con información global de configuración e identificación del registro y una carpeta por cada día de registro. Cada una de estas carpetas contiene un fichero con información correspondiente a ese día de registro y seis ficheros binarios de datos, uno por cada canal adquirido.

La BR del AG-TIII contiene alrededor de 35 días registrados con un total de 4949 tramos de 10 minutos. El tamaño en disco de dichos registros es aproximadamente de 1.5 TB.

3.3 SISTEMA DE ANÁLISIS

El sistema de análisis tiene como objetivo obtener los parámetros característicos de un aerogenerador aplicando el procedimiento de medida de flicker especificado en el estándar IEC 61400-21 a partir de los datos registrados. En primer lugar gestiona la gran cantidad de información proveniente de las campañas de registros, con el objetivo de identificar y seleccionar el conjunto de registros sobre los que posteriormente se realizará el procesado para obtener las características flicker. La figura 3.13 muestra el esquema completo del sistema de análisis. Las tareas de gestión de la información son, por un lado, el preprocesado de la BR para identificar los valores principales de cada tramo de señal y, por otro lado, la selección de registros para la generación de una Base de Análisis (BA) que se procesará posteriormente. El módulo de procesado aplica el procedimiento del estándar IEC 61400-21 sobre la BA y obtiene la característica flicker del aerogenerador. Estos tres módulos se han implementado en Matlab.

A continuación se describen los tres módulos que componen el sistema de análisis.

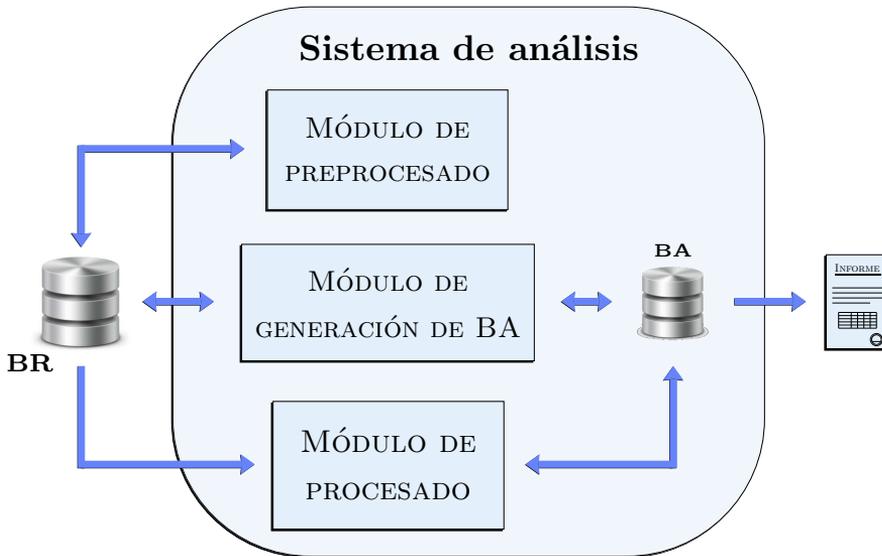


Figura 3.13. Esquema del sistema de procesado.

3.3.1 MÓDULO DE PREPROCESADO DE LA BR

El objetivo del módulo de preprocesado es facilitar el acceso a la información contenida en la BR al resto de módulos del sistema de análisis. Para ello, calcula diversos parámetros de las señales registradas, integrados en tramos de 10 segundos y de 10 minutos. De esta manera, una vez realizado el preprocesado, se reduce considerablemente el tiempo de acceso a dicha información, ya que no ha de ser calculada cada vez que se necesite, sino simplemente consultada.

Los parámetros que se calculan son los siguientes:

- Valor medio, máximo, mínimo y desviación típica de la velocidad de viento.
- Valores eficaces de tensión y corriente para cada una de las tres fases.
- Fasores de la componente fundamental (50 Hz) de tensión y corriente para cada una de las tres fases.

Tabla 3.3. Clasificación de los tramos de las BR de los AG-TI y AG-TIII.

BR del AG-TI	
Total de tramos de 10 min	7882
Tramos de funcionamiento continuo	5882
Tramos con arranque del aerogenerador	637
Tramos con cambio entre generadores	625
Resto de tramos	738
BR del AG-TIII	
Total de tramos de 10 min	4949
Tramos de funcionamiento continuo	4415
Tramos con arranque del aerogenerador	192
Resto de tramos	342

- Valor medio, máximo, mínimo y desviación típica de la potencia activa y reactiva trifásica.

Una vez preprocesada la BR, se pueden identificar y clasificar cada uno de los tramos de 10 minutos en operación continua o alguna de las operaciones de conexión. La tabla 3.3 muestra la clasificación de los tramos de 10 minutos tanto de la BR del AG-TI como en la del AG-TIII.

A partir de esta primera clasificación, junto con los propios parámetros calculados en el preprocesado, es posible agilizar y simplificar la selección de los tramos que constituirán la BA y que serán posteriormente procesados.

3.3.2 MÓDULO DE GENERACIÓN DE LA BASE DE ANÁLISIS

Este módulo proporciona una interfaz que permite seleccionar tramos de la BR en función de diferentes criterios, y genera con ellos una BA. Para su ejecución, requiere que previamente se haya realizado el preprocesado de los registros de la BR, ya que utiliza la información calculada para seleccionar y extraer los tramos.

El módulo permite cuatro niveles de selección progresivos:

- En primer lugar, se pueden seleccionar tramos a partir del estado de la máquina, es decir, permite elegir los tramos en los que el aerogenerador esté funcionando en operación continua o que contengan alguna operación de conexión.
- En segundo lugar, es posible seleccionar tramos que cumplan ciertos criterios sobre tres parámetros (velocidad de viento, potencia activa o potencia reactiva), indicando un valor máximo y mínimo para cada uno de ellos.
- En tercer lugar, es posible seleccionar manualmente los tramos deseados en función del resto de parámetros del procesado.
- Finalmente, es posible visualizar la evolución temporal de los parámetros calculados. Esta opción nos permite, por ejemplo, confirmar o no la existencia de operaciones de conexión o comportamientos extraños que no queramos contemplar en el procesado.

La salida del módulo es una BA que contendrá, para cada uno de los tramos de 10 minutos seleccionados, la siguiente información: una copia de los valores obtenidos en el preprocesado de ese intervalo de 10 minutos, y una referencia que permite localizar dicho intervalo de 10 minutos en la BR.

3.3.3 BASES DE ANÁLISIS

La BA es una estructura reducida de datos que contiene información sobre los tramos seleccionados de la BR para su posterior procesado.

Para el estudio de la tesis se han conformado cinco BA, tres de ellas extraídas de la BR del AG-TI y otras dos de la BR del AG-TIII. A partir de la BR del AG-TI se ha extraído una BA para analizar el funcionamiento continuo de la turbina y dos BA para analizar las operaciones de conexión: una BA contiene tramos de arranque de aerogenerador a velocidad v_{in} y la otra BA contiene tramos de cambio entre generadores. En el caso de la BR del AG-TIII, una de las BA se corresponde con tramos de funcionamiento continuo del aerogenerador, mientras que la otra se corresponde con tramos de operación de arranque a velocidad v_{in} del aerogenerador.

Para ambas turbinas, los criterios para la selección de las BA de funcionamiento continuo fueron los siguientes:

- Velocidad media de viento en el tramo $\bar{v} > 4$ m/s.
- Potencia activa en todo el tramo $P > 0$ W.

Los criterios para la selección de las BA de operaciones de encendido del aerogenerador fueron los siguientes:

- Una única operación de conexión en el tramo.
- En la operación de encendido, la potencia activa es $P > 0$ W al menos durante $T_p = 10$ s.

Los criterios para la selección de las BA de operaciones de cambio entre generadores fueron los siguientes:

- Una única operación de cambio entre generadores.
- En la operación de cambio entre generadores, la potencia activa es $P > 0$ W al menos durante $T_p = 10$ s.

BA DEL AG-TI

De los 7882 tramos de 10 minutos que componen la BR del AG-TI, la Tabla 3.4 resume aquellos tramos que cumplen con los criterios de selección y los que, efectivamente, se han seleccionado para formar cada una de las BA utilizadas en el trabajo de la tesis.

Si se tienen en cuenta los 5882 tramos totales de funcionamiento continuo, se obtiene un histograma como el de la Figura 3.14. Como se puede observar sombreado en el histograma, hay muchos de los tramos de 10 minutos contenidos en bins de viento que no son contemplados por el estándar, aquellos con velocidades medias de viento por debajo de la velocidad de arranque $v_{in} = 4$ m/s y por encima de 15 m/s. Además, dentro de los bins contemplados por el estándar algunos de los tramos no cumplen que $P > 0$ W durante todo el tramo, especialmente los tramos que tienen una media de velocidad de viento baja. Aplicando estos dos criterios, los tramos que podrían analizarse según el estándar IEC 61400-21 son 2168.

Si se pretendiera procesar todos los tramos de funcionamiento continuo que cumplen con los criterios, el tiempo de procesado sería

Tabla 3.4. Selección de tramos para las BA del AG-TI.

BA del AG-TI	
Funcionamiento continuo - BA_{cont}	
Tramos que cumplen criterios	2168
Tramos seleccionados para la BA	826
Operaciones de arranque - BA_{on}	
Tramos que cumplen criterios	637
Tramos seleccionados para la BA	637
Operaciones de cambio entre generadores - BA_{bt}	
Tramos que cumplen criterios	625
Tramos seleccionados para la BA	625

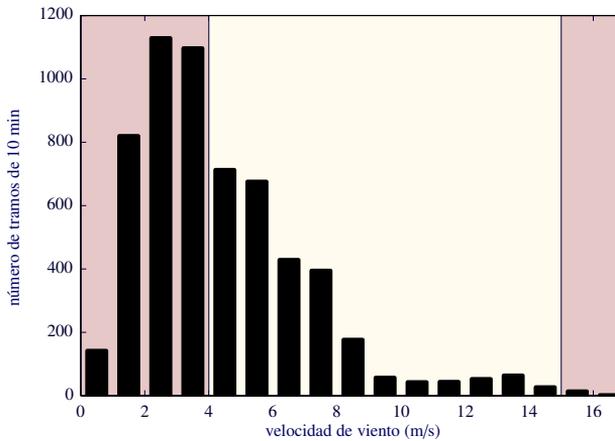


Figura 3.14. Histograma con respecto al viento de todos los tramos de funcionamiento continuo de la BR del AG-TI.

de varios días. El procesado tiene que calcular los coeficientes de flicker $c(\psi_k)$ para cada uno de los cuatro ángulos de impedancia de red ψ_k . Además, el estudio que se plantea realizar requiere que se repita el procesado para cada uno de los métodos de estimación de $u_0(t)$ y de derivación de $i_m(t)$ que componen el estudio. Teniendo en cuenta que la frecuencia de muestreo es $f_s = 25\,600$ Hz, procesar esa gran cantidad de tramos resulta inviable. Es por ello que para componer la BA de funcionamiento continuo se seleccionaron 826

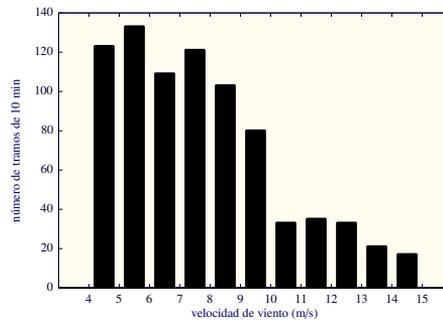


Figura 3.15. Histograma con respecto al viento de los 826 tramos de funcionamiento continuo seleccionados que componen la BA_{cont} del AG-TI.

tramos que cumplieran con los criterios y mantenían una distribución similar a los 2168 de funcionamiento continuo, haciendo más manejable su procesado. La Figura 3.15 muestra el histograma de estos 826 tramos seleccionados.

El análisis de las operaciones de conexión se lleva a cabo con una BA que contiene los 637 tramos registrados de ese tipo. Por último, los 625 tramos de operaciones de cambio entre generadores forman la BA utilizada para el análisis de estas operaciones.

BA DEL AG-TIII

La Tabla 3.5 recoge el conjunto de tramos que cumplen con los criterios de selección y los que realmente se han seleccionado para conformar las dos BA que se van a utilizar en el trabajo de la tesis.

La Figura 3.16 muestra el histograma que se obtiene con todos los tramos clasificados como de funcionamiento continuo, que en total son 4415 tramos. Los bins de viento de la zona sombreada no se contemplan en el procesado de acuerdo al procedimiento de medida del estándar. Aplicando los criterios de selección de tramos para la BA de funcionamiento continuo, aquellos que podrían analizarse con el estándar IEC 61400-21 son 3398.

Al igual que en el AG-TI, para analizar los 3398 tramos se requiere un tiempo de procesado muy elevado, a la frecuencia de muestreo de $f_s = 20\,000$ Hz. Por lo tanto, para el análisis del funcionamiento continuo del aerogenerador se ha conformado una BA reducida con

Tabla 3.5. Selección de tramos para las BA del AG-TIII.

BA del AG-TIII	
Funcionamiento continuo - BA_{cont}	
Tramos que cumplen criterios	3398
Tramos seleccionados para la BA	830
Operaciones de arranque - BA_{on}	
Tramos que cumplen criterios	192
Tramos seleccionados para la BA	192

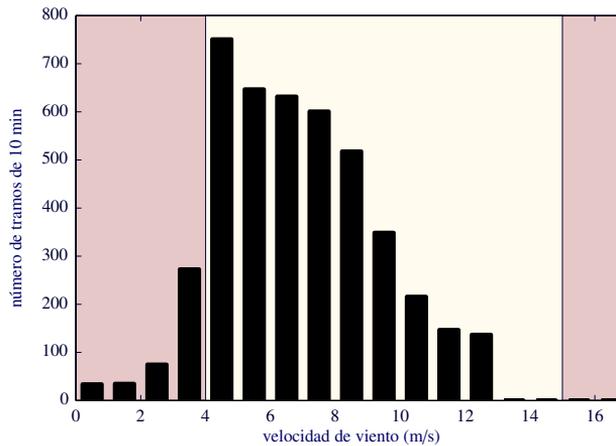


Figura 3.16. Histograma con respecto al viento de todos los tramos de funcionamiento continuo de la BR del AG-TIII.

830 tramos, cuyo histograma se muestra en la Figura 3.17. Esta BA mantiene una distribución estadística con respecto al viento muy similar a la que mantienen el conjunto de 3398 tramos que cumplen los criterios.

Por otro lado, la BA para el análisis de las operaciones de conexión contiene los 192 tramos de ese tipo existentes en la BR.

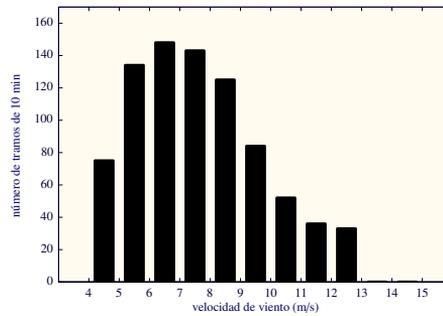


Figura 3.17. Histograma con respecto al viento de los 830 tramos de funcionamiento continuo seleccionados que componen la BA_{cont} del AG-TIII.

3.3.4 MÓDULO DE PROCESADO

Este es el módulo principal del sistema de análisis. Su objetivo es analizar los registros que componen una BA concreta, para determinar las características de flicker según el estándar IEC 61400-21. Para ello, se aplica el procedimiento de medida descrito en la sección 2.1. Dependiendo del tipo de segmentos seleccionados en la BA, segmentos de funcionamiento continuo o segmentos con operaciones de conexión, ya sean por arranque o por cambio entre generadores, se ejecutará uno u otro procedimiento de medida.

Como resultado de la ejecución de este módulo, se obtienen los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ en el caso del funcionamiento continuo, o los factores de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$ y los factores de variación de tensión $k_u(\psi_k)$ para las operaciones de conexión.

Capítulo 4

HACIA UNA IMPLEMENTACIÓN PRECISA DE LA RED FICTICIA

La resolución de la red ficticia, es decir, la obtención de la tensión $u_{fic}(t)$, implica dos tareas fundamentales desde el punto de vista del procesado de señal: la estimación de la fase instantánea de la componente fundamental de la tensión $u_m(t)$ y la derivada de la corriente $i_m(t)$. Este capítulo estudia en profundidad de qué manera la implementación digital de ambas tareas afecta al cálculo del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ y, por lo tanto, a la medida del flicker en aerogeneradores. En primer lugar, se analiza el efecto que tiene la estimación de la fase instantánea de la componente fundamental de $u_m(t)$, y posteriormente, el de la derivada de $i_m(t)$.

Con respecto al efecto de la estimación de la fase instantánea de $u_m(t)$, se empieza exponiendo el origen y la relevancia del problema. Utilizando un ejemplo, se muestra cómo pueden afectar posibles implementaciones imprecisas de dicha estimación a la medida del coeficiente $c(\psi_k)$. A continuación, se describen los métodos

de procesamiento de señal utilizados, señalando las limitaciones que cada uno de ellos puede presentar ante posibles perturbaciones presentes en la tensión $u_m(t)$. Además, se estudia y comprueba mediante señales simuladas la existencia de divergencias importantes en los resultados cuando se utilizan diferentes implementaciones. Finalmente, con el objetivo de proporcionar una solución a las divergencias, se propone una estrategia de estimación de fase de $u_m(t)$ que permite mejorar la precisión de las implementaciones.

Con respecto al efecto de la derivación de $i_m(t)$, se comienza mostrando con un ejemplo las divergencias que se pueden producir en la medida del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ al utilizar diferentes implementaciones de dicha tarea. A continuación, se analizan comparando con el derivador ideal las implicaciones, en cuanto a módulo y fase, de la utilización de filtros digitales para implementar la función de derivación. Por último, se analiza cómo influyen esos aspectos, en la precisión de la medida de flicker en aerogeneradores al derivar la corriente $i_m(t)$. Mediante señales simuladas, se comprueba la existencia de divergencias en los resultados cuando se utilizan diferentes filtros derivadores, se estudia la causa de dichas divergencias y se proponen estrategias para minimizar los errores y mejorar la precisión de la medida de flicker.

4.1 ESTIMACIÓN DE LA FASE INSTANTÁNEA DE $u_m(t)$

La tensión $u_{fic}(t)$ está compuesta por la suma de tres tensiones. Una de ellas, $u_0(t)$, no tiene fluctuaciones y ha de tener el mismo ángulo eléctrico, $\alpha_m(t)$, que la tensión $u_m(t)$. Las otras dos están relacionadas con la caída de tensión en la impedancia de la red debida a la circulación de la corriente $i_m(t)$, $u_1(t)$. De esta manera, la tensión $u_{fic}(t)$ puede expresarse de acuerdo con la ecuación:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + \underbrace{R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot \frac{di_m(t)}{dt}}_{u_1(t)} \quad (4.1)$$

El nivel de flicker producido por un aerogenerador estará directamente relacionado con las fluctuaciones de la corriente inyectada, y se reflejará en las fluctuaciones del término $u_1(t)$. Sin

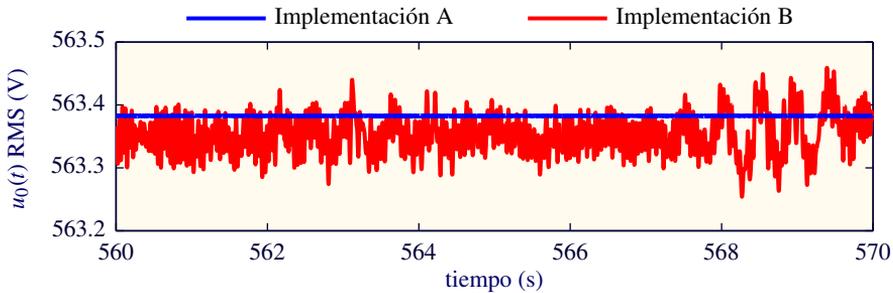


Figura 4.1. Valor RMS de $u_0(t)$ para dos implementaciones diferentes de la estimación de la fase de $u_m(t)$.

embargo, la estimación digital de la fase instantánea de $u_m(t)$ puede introducir distorsiones en la construcción de $u_0(t)$ y generar una variación adicional en el nivel de flicker medido, que puede llegar a ser inadmisibles en algunos casos.

A continuación, se presenta la problemática asociada a la construcción de la tensión $u_0(t)$ mediante el estudio de un ejemplo correspondiente al funcionamiento continuo de un aerogenerador. Se asume que el cálculo de $u_1(t)$ está realizado correctamente, esto es, que la derivación de la corriente $i_m(t)$ se realiza de manera óptima. La construcción de la tensión $u_0(t)$ se lleva a cabo utilizando dos implementaciones diferentes de la estimación de la fase de $u_m(t)$. La Figura 4.1 muestra un tramo de 10 segundos del valor RMS de $u_0(t)$ para las dos implementaciones. Se observa que una buena implementación construye una tensión $u_{0A}(t)$ que no tiene fluctuaciones, es decir, que su valor RMS tiene un valor constante. Sin embargo, una implementación no tan precisa puede construir una $u_{0B}(t)$ con fluctuaciones. Comparando las fluctuaciones de ambas señales, obtenemos un valor cuadrático medio de la desviación de 0.0075%, lo que nos sugiere que la diferencia entre los valores RMS $u_0(t)$ es prácticamente inapreciable.

La Figura 4.2 muestra el valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$, cuando $\psi_k = 85^\circ$, para ambas implementaciones. En la gráfica (a) se muestran los mismos 10 segundos que en la Figura 4.1, mientras que en la (b) se hace una ampliación del tramo de 1 segundo resaltado en la gráfica superior. A las fluctuaciones de $u_{fic}(t)$ debidas a la corriente generada por el aerogenerador, que se observan para las dos implementaciones,

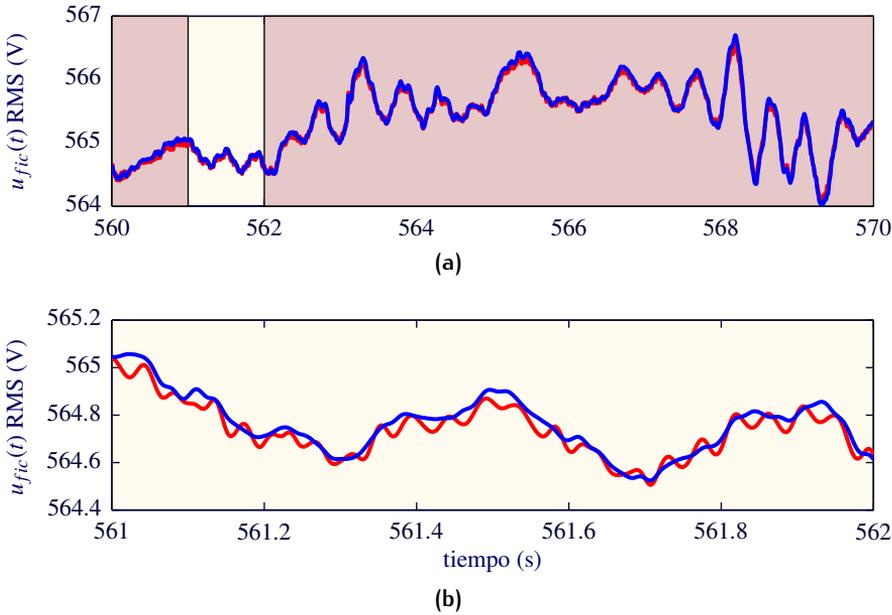


Figura 4.2. Valor RMS de $u_{fic}(t)$ para las dos implementaciones de estimación de la fase de $u_m(t)$. (a) Tramo de 10 segundos. (b) Ampliación del segundo resaltado.

se añaden en el caso de la implementación B, las fluctuaciones debidas a una imprecisa construcción de $u_0(t)$. Si comparamos ambas implementaciones, obtenemos un valor cuadrático medio de la desviación de los valores RMS de $u_{fic}(t)$ de 0.0087 %.

Sin embargo, a pesar de que las variaciones en el valor RMS de $u_{0B}(t)$ debidas a una implementación imprecisa pueden considerarse imperceptibles, son causa de importantes variaciones en el coeficiente flicker calculado. Para comprender este efecto hay que recordar la sensibilidad del sistema visual humano a pequeñas variaciones de luminosidad. Fluctuaciones del 0.25 % en la tensión de alimentación de una lámpara incandescente pueden llegar a ser percibidas como molestas. La Tabla 4.1 muestra los resultados de $c(\psi_k)$ obtenidos para las dos implementaciones y la desviación entre ambos, para los cuatro ángulos de impedancia de red. Las desviaciones son elevadas, siendo superiores al 5 % en todos los casos y alcanzando hasta un 15.5 % en el caso de 85°.

Tabla 4.1. Coeficientes flicker $c(\psi_k)$ medidos y desviación porcentual entre ellos, para las dos implementaciones del ejemplo y los cuatro valores de ψ_k .

ψ_k	$c_A(\psi_k)$	$c_B(\psi_k)$	Desviación
30°	8.4	9.0	7.1 %
50°	4.1	4.7	14.6 %
70°	2.8	2.4	14.3 %
85°	5.8	4.9	15.5 %

A continuación se analizarán con mayor detalle y profundidad las causas de dichas desviaciones en la medida, cuantificando las desviaciones y proponiendo una estrategia para mejorar la medida. Para ello, previamente se presentan los métodos de estimación de $\alpha_m(t)$ que se han utilizado, así como las perturbaciones presentes en $u_m(t)$ que puedan comprometer la precisión de cada uno de los métodos.

4.1.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN UTILIZADOS

La construcción de la tensión $u_0(t)$ según la Ecuación 6.3 requiere conocer de manera precisa la evolución del ángulo eléctrico de la tensión medida $\alpha_m(t)$. Esto se puede realizar mediante métodos discretos que trabajan en el dominio temporal o frecuencial. A su vez, se puede obtener $\alpha_m(t)$ estimando directamente la fase instantánea de la componente fundamental de la tensión medida $u_m(t)$, o bien conociendo la fase del instante inicial, estimando a continuación la evolución en el tiempo de la frecuencia fundamental de $u_m(t)$. El objetivo del trabajo no es valorar el desempeño de diferentes métodos con el fin de obtener uno de referencia, sino demostrar la existencia de divergencias importantes en la medida de flicker debidas a diferentes implementaciones de la tarea de estimación de la fase y proponer estrategias para minimizarlas. Es por ello que se han empleado métodos clásicos y conocidos para la estimación de la fase instantánea [57].

A continuación se describen los tres métodos utilizados en el estudio, la filosofía de su implementación y sus posibles limitaciones.

DETECCIÓN DE PASOS POR CERO

Habitualmente se utiliza la detección de pasos por cero (ZCD¹) para la estimación de la frecuencia fundamental de la red eléctrica [56, 61]. El principio de funcionamiento del método es el de identificar los ciclos de una señal periódica. Trabajando en el dominio discreto, el método localiza las posiciones donde muestras contiguas marcan una transición entre un valor positivo y un valor negativo, es decir, un paso descendente de la señal por cero. Para conseguir una mayor precisión en el punto de cruce con cero, se utiliza una interpolación lineal entre las muestras que marcan la transición. La fracción del periodo de muestreo correspondiente al intervalo previo al punto de paso por cero de positivo a negativo, $\Delta t/T_s$, se calcula de acuerdo a la ecuación:

$$\frac{\Delta t}{T_s} = \frac{v_p}{v_p - v_n} , \quad (4.2)$$

donde v_p y v_n son las amplitudes de las muestras positiva y negativa respectivamente y T_s es el periodo de muestreo. Para calcular el periodo de cada ciclo, se requiere estimar los instantes de dos pasos por cero de positivo a negativo consecutivos. El tiempo de duración de cada uno de los periodos se obtiene aplicando la ecuación:

$$T_i = \left[1 - \left(\frac{\Delta t}{T_s} \right)_i + N + \left(\frac{\Delta t}{T_s} \right)_{i+1} \right] \cdot T_s , \quad (4.3)$$

donde N es el número entero de periodos de muestreo que hay entre los dos pasos por cero consecutivos. Conociendo el tiempo T_i correspondiente a cada periodo, la estimación de la fase instantánea de la componente fundamental se calcula distribuyendo 2π radianes uniformemente en cada periodo.

Este método trabaja en el dominio temporal sobre la forma de onda de la señal. La existencia de otras frecuencias diferentes de la fundamental puede distorsionar la forma de onda de la señal modificando los instantes de paso por cero, y afectando por tanto a la fiabilidad del método. Dicha limitación se hace crítica cuando

¹ En todo el documento de tesis se va a utilizar ZCD para referirnos a la detección de pasos por cero, de su nombre en inglés Zero-Crossing Detection.

aparecen múltiples pasos por cero en la señal de tensión medida $u_m(t)$, normalmente asociados a la existencia de componentes armónicas [62].

TRANSFORMADA DE FOURIER DE TIEMPO CORTO

La aplicación típica de la transformada de Fourier de tiempo corto (STFT²) es la obtención del contenido frecuencial, en módulo y fase, de un tramo de señal que cambia con el tiempo. Como el objetivo es estimar la evolución temporal del ángulo eléctrico de la frecuencia fundamental de $u_m(t)$, tener una buena resolución temporal resulta esencial. La mejor resolución temporal que permite a su vez caracterizar la componente fundamental, se consigue utilizando una ventana de un ciclo de duración. Para mejorar aún más la resolución temporal, se puede aplicar un desplazamiento muestra a muestra de la ventana, es decir, si se utiliza una ventana de un ciclo de señal de N muestras, el solapamiento entre dos ventanas consecutivas será de $N-1$ muestras.

Este método trabaja en el dominio frecuencial, lo que implica una transformación que puede introducir imprecisión en el resultado debido a la dispersión espectral causada por el enventanado [63]. Cuando $u_m(t)$ contiene otras componentes frecuenciales además de la frecuencia fundamental, el efecto de la dispersión espectral es más importante. En presencia de armónicos, el efecto de la dispersión espectral puede ser minimizado usando ventanas con un número entero de muestras por ciclo. Sin embargo, minimizar el efecto en el caso de componentes interarmónicas resulta más complicado.

TRANSFORMADA HILBERT

Una señal de tensión con fluctuaciones, como es el caso de $u_m(t)$, puede ser modelada como una señal paso banda. Dicho modelo permite obtener el ángulo eléctrico de la señal $u_m(t)$ mediante la transformada Hilbert (HT³), tradicionalmente utilizada para la representación analítica de señales por la Teoría de la Comunicación.

-
- 2 En todo el documento de tesis se va a utilizar STFT para referirnos a la transformada de Fourier de tiempo corto, de su nombre en inglés Short-Time Fourier Transform.
 - 3 En todo el documento de tesis se va a utilizar HT para referirnos a la Transformada Hilbert, de su nombre en inglés Hilbert Transform.

Por definición, la transformada Hilbert $\hat{u}_m(t)$ de una señal paso banda $u_m(t)$ se calcula según la ecuación:

$$\hat{u}_m(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{u_m(\tau)}{t - \tau} d\tau . \quad (4.4)$$

En la práctica, dicha transformación modifica en $\pi/2$ la fase de todas las componentes de la señal $u_m(t)$.

Una señal real paso banda puede ser descrita como:

$$u_m(t) = e(t) \cdot \cos(\omega_0 t + \phi(t)) , \quad (4.5)$$

donde $e(t)$ y $\phi(t)$ son el módulo y la fase instantánea de la envolvente de la señal paso banda $u_m(t)$, respectivamente. El espectro de la señal paso banda está centrado alrededor de la frecuencia fundamental ω_0 . Además, el ángulo eléctrico instantáneo de la componente fundamental de $u_m(t)$ es $\alpha_m(t) = \omega_0 t + \phi(t)$.

Por otro lado, la representación analítica de la señal paso banda, $u_{m_a}(t)$, puede ser expresada en términos de la envolvente según la ecuación:

$$u_{m_a}(t) = e(t) \cdot e^{j\phi(t)} \cdot e^{j\omega_0 t} = e(t) \cdot e^{j[\phi(t) + \omega_0 t]} . \quad (4.6)$$

Comparando las Ecuaciones 4.5 y 4.6 se puede deducir que la fase instantánea de $u_{m_a}(t)$ se corresponde con el ángulo eléctrico $\alpha_m(t)$ de la tensión medida $u_m(t)$. La representación analítica se puede también expresar según:

$$\begin{aligned} u_{m_a}(t) &= u_m(t) + j \cdot \hat{u}_m(t) \\ &= e(t) \cdot [\cos(\omega_0 t + \phi(t)) + j \cdot \sin(\omega_0 t + \phi(t))] , \end{aligned} \quad (4.7)$$

donde $\hat{u}_m(t)$ es la transformada Hilbert de $u_m(t)$.

Por lo tanto, $\alpha_m(t)$ puede obtenerse a partir de la representación analítica por medio de la transformada Hilbert como:

$$\alpha_m(t) = \arg[u_{m_a}(t)] = \arctan \left(\frac{\hat{u}_m(t)}{u_m(t)} \right) . \quad (4.8)$$

Este método está diseñado para trabajar con señales que se ajusten al modelo paso banda de la Ecuación 4.5. Desviaciones con respecto

Tabla 4.2. Parámetros característicos del aerogenerador simulado.

Parámetro	Descripción	Valor
U_n	Tensión nominal entre fases	12 kV
I_n	Corriente asignada	144.33 A
S_n	Potencia aparente asignada	3 MVA
f_0	Frecuencia nominal de la red	50 Hz

al modelo debido a la existencia de otras componentes espectrales en $u_m(t)$, tales como armónicos o interarmónicos en bandas alejadas de la frecuencia fundamental, podrían afectar a la fiabilidad y precisión del método.

4.1.2 COMPORTAMIENTO DE LOS MÉTODOS ANTE SEÑALES SIMULADAS

La presencia de perturbaciones en $u_m(t)$ puede acarrear desviaciones en la estimación de $\alpha_m(t)$, induciendo erróneamente fluctuaciones adicionales en la amplitud de $u_{fic}(t)$ y, por tanto, afectando de manera importante a los valores de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ calculados. Con el fin de valorar esta hipótesis, se ha aplicado el procedimiento de medida de flicker del estándar IEC 61400-21 [38] sobre una tensión $u_m(t)$ y una corriente $i_m(t)$ simuladas. Se utiliza una simulación controlada para poder comparar los resultados que se obtengan con un valor de referencia, calculado analíticamente.

Para configurar el entorno de simulación, se modela una turbina eólica cuyos parámetros característicos están recogidos en la Tabla 4.2. Se aplica el procedimiento de medida de flicker para un valor de SCR = 50 y un ángulo de impedancia de red $\psi_k = 30^\circ$.

La frecuencia de muestreo de $u_m(t)$ e $i_m(t)$ es $f_s = 6400$ Hz. La tensión $u_m(t)$ se diseña para evaluar la sensibilidad de los métodos de estimación, de acuerdo a la ecuación:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \cdot \left[\sin(2\pi f_0 t) + \sum_{i=1}^N a_i \cdot \sin(2\pi f_i t + \beta_i) \right], \quad (4.9)$$

donde N es el número de componentes armónicas e interarmónicas con amplitud a_i , frecuencia f_i y fase β_i .

Tabla 4.3. Coeficientes flicker $c(30^\circ)$ medidos para cada uno de los métodos de estimación de fase instantánea utilizando las señales simuladas, y desviación respecto de $c_{ref}(30^\circ) = 2$.

Método	$c(30^\circ)$	Desviación
ZCD	2.70	35 %
STFT	2.44	22 %
HT	3.35	68 %

La tensión $u_m(t)$ consta de una componente fundamental a una frecuencia de $f_0 = 50$ Hz y de los primeros cinco armónicos impares de f_0 (150, 250, 350, 450 y 550 Hz) con $a_i = 2\%$ de la fundamental y $\beta_i = 180^\circ$. Además contiene dos bandas de interarmónicos. La primera con 49 componentes frecuenciales separadas 1 Hz entre 51 y 99 Hz con $a_i = 0.02\%$ de la fundamental y $\beta_i = 0^\circ$. La segunda con 392 componentes interarmónicas separadas 1 Hz entre 101 y 499 Hz con $a_i = 0.002\%$ de la fundamental y $\beta_i = 0^\circ$.

La corriente se modela para generar a través del término $u_1(t)$, de la Ecuación 4.1, fluctuaciones en $u_{fic}(t)$ que provoquen un coeficiente de flicker de valor conocido, que servirá de referencia. Para ello, $i_m(t)$ se diseña como una corriente modulada en amplitud según:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot [1 + dI \cdot \sin(2\pi f_m t)] \cdot \sin(2\pi f_0 t) \quad , \quad (4.10)$$

donde se elige una frecuencia de la fluctuación $f_m = 8.8$ Hz y una amplitud relativa de la fluctuación $dI = 0.4\%$. De esta manera, el coeficiente de referencia que se obtiene para $\psi_k = 30^\circ$ es $c_{ref}(30^\circ) = 2$.

Si se aplica el procedimiento de medida de flicker para cada uno de los tres métodos de estimación, se obtienen los coeficientes $c(30^\circ)$ de la Tabla 4.3 y sus respectivas desviaciones con respecto a $c_{ref}(30^\circ)$.

Se observa que los tres métodos cometen errores importantes e inaceptables. Las componentes armónicas e interarmónicas presentes en la tensión $u_m(t)$ de la Ecuación 4.9, afectan a los métodos de estimación generando fluctuaciones en la tensión $u_0(t)$ calculada por cada uno de ellos y, por tanto, induciendo fluctuaciones en la tensión $u_{fic}(t)$.

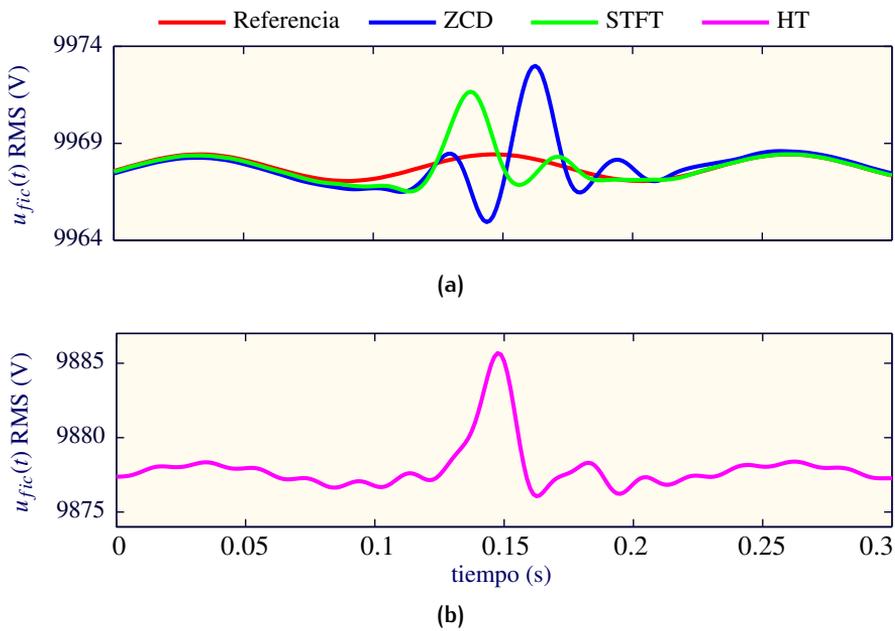


Figura 4.3. Valor RMS de u_{fic} para cada uno de los métodos de estimación de fase instantánea. (a) Tramo de 0.3 segundos en la amplitud de la referencia, donde se observan los métodos ZCD y STFT. (b) El mismo tramo de 0.3 segundos en la amplitud de la estimación del método HT.

La Figura 4.3 muestra un tramo de 0.3 segundos del valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$ obtenida con cada uno de los métodos. Adicionalmente, se dibuja en rojo el valor RMS de $u_{fic}(t)$ que se obtendría utilizando un método de estimación que no cometiera errores. En la gráfica (a) se muestran, además de la referencia, los métodos ZCD y STFT ya que consiguen tener el mismo nivel de amplitud del valor RMS que la referencia. Mientras que en la gráfica (b) se muestra el valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$ obtenida por el método HT, que además de cometer errores en la forma de onda, no consigue aproximar tampoco el nivel de amplitud de la referencia.

El valor cuadrático medio de la desviación del valor RMS de $u_{fic}(t)$ cuando se utiliza el método ZCD con respecto al valor RMS de referencia es de 0.0062%, mientras que STFT y HT se desvían un 0.004% y 0.9, respectivamente. Estas insignificantes diferencias en el valor RMS de $u_{fic}(t)$ generan las inaceptables desviaciones en el valor del coeficiente recogidas en la Tabla 4.3.

4.1.3 ESTRATEGIA PARA MEJORAR LA ESTIMACIÓN

Las perturbaciones presentes en $u_m(t)$, como se ha demostrado, pueden acarrear una estimación de $\alpha_m(t)$ imprecisa. Se puede mejorar la estimación si se eliminan aquellas componentes frecuenciales distintas de la frecuencia fundamental. Para ello, antes de realizar la tarea de estimación, se puede filtrar la tensión $u_m(t)$ con un filtro paso banda de banda estrecha centrado en la frecuencia fundamental. La función de transferencia del filtro paso banda seleccionado se expresa en la ecuación:

$$H(z) = \frac{b \cdot (z \cdot \cos(\Omega_0) - 1)}{z^2 - (2 - b)z \cdot \cos(\Omega_0) + (1 - b)} \quad (4.11)$$

donde $\Omega_0 = 2\pi f_0/f_s$ y $b = 2\pi b_a/f_s$, siendo b_a el ancho de banda a 3 dB expresado en Hz.

Se realiza el mismo experimento que en la Sección 4.1.2 con las señales simuladas $u_m(t)$ e $i_m(t)$, diseñadas según las Ecuaciones 4.9 y 4.10 respectivamente. En primer lugar, se filtra $u_m(t)$ con el sistema lineal $H(z)$ de la Ecuación 4.11 obteniéndose $u_{m_f}(t)$. A esta estrategia la denominamos esquema de filtrado lineal (LF⁴). El filtro se ha implementado para una frecuencia fundamental de $f_0 = 50$ Hz, una frecuencia de muestreo de $f_s = 6400$ Hz y un ancho de banda a 3 dB $b_a = 0.5$ Hz. La Figura 4.4 muestra la amplitud y el retardo de fase del filtro de banda estrecha diseñado. La estimación de $\alpha_m(t)$ se realiza utilizando los tres métodos descritos anteriormente sobre la tensión filtrada $u_{m_f}(t)$. Los tres métodos obtienen un resultado igual a la referencia $c_{ref}(30^\circ) = 2$ con una desviación del 0%. Por lo tanto, se confirma que la estrategia de prefiltrado es totalmente necesaria para cualquier método de estimación de la fase instantánea que se plantee utilizar.

Sin embargo, el filtro de la Ecuación 4.11 presenta una respuesta de fase no lineal en la banda de paso. Si la frecuencia fundamental de $u_m(t)$ tuviese una pequeña desviación con respecto a 50 Hz, es decir, una $f_1 = f_0 + \Delta f$, el retardo de fase introducido por el filtro a esa frecuencia f_1 generaría una distorsión de fase en $u_{m_f}(t)$ y, por

⁴ En todo el documento de tesis se va a utilizar LF para referirnos al Filtrado Lineal, de su nombre en inglés Lineal Filtering.

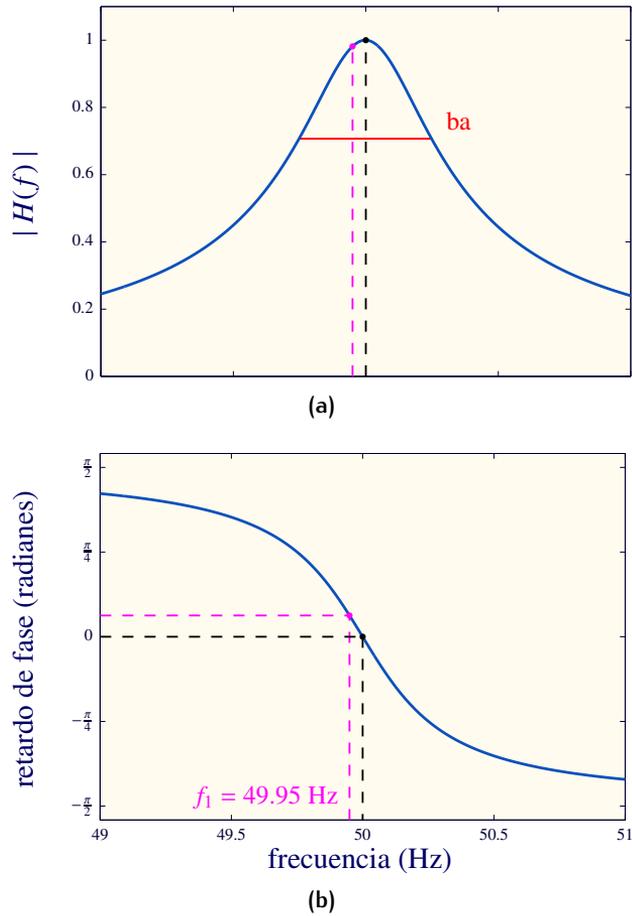


Figura 4.4. Respuesta frecuencial del filtro paso banda de banda estrecha centrado en $f_0 = 50$ Hz. (a) Módulo normalizado del filtro. (b) Respuesta en fase del filtro.

tanto, una desviación en la estimación de $\alpha_m(t)$. Para confirmar este aspecto, se repite el experimento usando una frecuencia fundamental de $f_1 = 49.95$ Hz y aplicando el esquema LF diseñado para $f_0 = 50$ Hz. El valor de coeficiente de flicker calculado para los tres métodos es de $c(30^\circ) = 2.17$, que tiene una desviación del 8.5% con respecto al valor de referencia $c_{ref}(30^\circ) = 2$. Si el experimento se realizase con señales reales y, por tanto, no contáramos con un valor de referencia, la confluencia en el valor obtenido por los tres métodos nos induciría probablemente a dar por válido un valor erróneo. De hecho, la

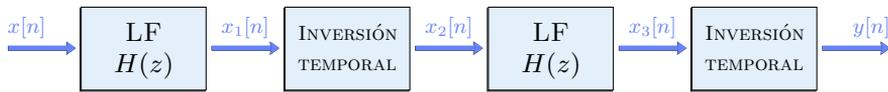


Figura 4.5. Esquema de la estrategia de filtrado de fase cero (ZPF).

coincidencia en la desviación de los tres métodos confirma que el filtro es el responsable del efecto.

Para solucionar este problema se necesita una estrategia de prefiltrado que no introduzca retardo de fase al menos en las frecuencias de la banda de paso. Se propone, por tanto, un esquema de filtrado de fase cero (ZPF⁵) según el esquema de la Figura 4.5.

La secuencia de entrada $x[n]$ es una versión digitalizada de la tensión $u_m(t)$, con L muestras de longitud, correspondiente a 10 minutos de duración. Según este esquema ZPF, $x[n]$ es filtrada con el filtro lineal descrito en la Ecuación 4.11. La secuencia $x_1[n]$ se obtiene como las L primeras muestras de la señal filtrada. Entonces, la secuencia $x_1[n]$ es invertida y desplazada L muestras, obteniendo $x_2[n] = x_1[-n + L]$. A continuación, nuevamente se aplica el filtrado y la inversión sobre $x_2[n]$ para obtener la secuencia de salida $y[n]$ [64].

La principal ventaja del esquema ZPF es que no introduce retardo de fase a ninguna frecuencia, ya que al filtrar la señal en ambos sentidos con el mismo filtro, la distorsión de fase se compensa. Además, debido a que el esquema ZPF filtra dos veces con el mismo filtro, atenúa con mayor intensidad las mismas componentes frecuenciales que el esquema LF. Para poder aplicar esta estrategia de procesamiento es necesario disponer de todas las muestras de la señal de entrada, ya que se necesita invertir la señal. Este requisito dificulta su aplicación en el procesamiento on-line de datos, por el contrario no supone ningún problema para el procesamiento off-line.

Se repite el experimento con señales simuladas para los casos de frecuencia $f_0 = 50$ Hz y $f_1 = 49.95$ Hz aplicando la estrategia ZPF y los tres métodos de estimación. Las desviaciones del coeficiente de flicker

⁵ En todo el documento de tesis se va a utilizar ZPF para referirnos al filtrado de fase cero, de su nombre en inglés Zero Phase Filtering.

Tabla 4.4. Coeficientes flicker $c(30^\circ)$ medidos con el método ZCD y diferentes estrategias de prefiltrado utilizando señales simuladas.

Estrategia de Filtrado	$f_0 = 50 \text{ Hz}$		$f_1 = 49.95 \text{ Hz}$	
	$c(30^\circ)$	Desviación	$c(30^\circ)$	Desviación
Sin prefiltrado (NF)	2.70	35 %	2.73	36 %
Filtrado lineal (LF)	2.00	0 %	2.17	8.5 %
Filtrado de fase cero (ZPF)	2.00	0 %	2.00	0 %

con respecto al valor de referencia $c_{ref}(30^\circ) = 2$ son imperceptibles en todos los casos.

Con el objetivo de resumir el efecto del uso de la estrategia de prefiltrado ZPF sobre la precisión en la estimación de $\alpha_m(t)$, la Tabla 4.4 muestra los valores de $c(30^\circ)$ y su desviación con respecto al valor de referencia obtenidos con el método de estimación ZCD y las diferentes estrategias de prefiltrado (NF⁶, LF y ZPF), así como para las dos frecuencias fundamentales estudiadas, $f_0 = 50 \text{ Hz}$ y $f_1 = 49.95 \text{ Hz}$. Cuando la frecuencia fundamental de la tensión $u_m(t)$ es la frecuencia de diseño del filtro (50 Hz), la estrategia de filtrado ZPF mantiene la precisión en la estimación obtenida con el esquema LF. Sin embargo, cuando la frecuencia fundamental de $u_m(t)$ tiene una pequeña desviación con respecto a la frecuencia de diseño del filtro LF ($f_1 = 49.95 \text{ Hz}$), el esquema ZPF reduce la desviación hasta un valor imperceptible.

Por lo tanto, para evitar los errores en la medida de los coeficientes de flicker debidos a la presencia de armónicos e interarmónicos y a pequeñas desviaciones de la frecuencia fundamental en la tensión $u_m(t)$, se debe utilizar una estrategia de prefiltrado ZPF. De esta manera se mejora la construcción de $u_0(t)$ y se aseguran resultados precisos.

4.2 DERIVACIÓN DE LA CORRIENTE $i_m(t)$

La tarea de derivación de la corriente medida $i_m(t)$ puede ser también causa de errores en la medida del flicker en aerogeneradores.

⁶ En todo el documento de tesis se va a utilizar NF para referirnos a la falta de filtrado, de su nombre en inglés No Filtering.

El nivel de flicker medido está directamente relacionado con la corriente generada por la turbina, a través de la caída de tensión en la impedancia de la red, $u_1(t)$ de la Ecuación 4.1. La impedancia de la red ficticia está compuesta por una componente resistiva R_{fic} y por una inductiva L_{fic} . La caída de tensión en la impedancia dependerá por tanto de la relación de ambos términos con la corriente. La parte resistiva estará relacionada directamente con el flujo de la corriente $i_m(t)$ y la parte inductiva con las variaciones de la corriente, o dicho de otra manera, con la derivada de la corriente $i_m(t)$. Errores en la implementación de la derivación de la corriente pueden introducir una desviación sobre el nivel de flicker que, en ciertos casos, puede llegar a ser inadmisibles.

A continuación, se va a presentar la problemática asociada a la derivación de la corriente $i_m(t)$ mediante el estudio de un ejemplo correspondiente al funcionamiento continuo de un aerogenerador. Se asume que el cálculo de $u_0(t)$ está realizado correctamente, esto es, que la estimación de la fase instantánea de $u_m(t)$ se realiza de manera exacta.

La derivación de la corriente $i_m(t)$ se realiza utilizando dos implementaciones diferentes. Las dos gráficas de la Figura 4.6 muestran el valor RMS de la derivada de la corriente $i_m(t)$ para las dos implementaciones de la tarea de derivación. En (a) se ha representado un tramo de 10 segundos, mientras que en (b) se ha hecho una ampliación del segundo seleccionado en la gráfica (a), para poder apreciar las diferencias entre ambas implementaciones. Se observa que diferentes implementaciones de la derivada afectan principalmente a la amplitud del valor RMS de ésta. En este caso, la implementación B genera un valor RMS de la derivada de $i_m(t)$ que tiene una amplitud menor que la derivada de la implementación A. Si comparamos ambos valores RMS obtenemos un valor cuadrático medio de la desviación de 0.9%.

Es interesante conocer el efecto que esta diferencia en la derivada tiene sobre la tensión $u_{fic}(t)$. La Figura 4.7 muestra dos gráficas con el valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$ para cada una de las implementaciones de la tarea de derivación y un valor de $\psi_k = 85^\circ$. En la gráfica (a) se muestra un tramo de 10 segundos y en la (b) la

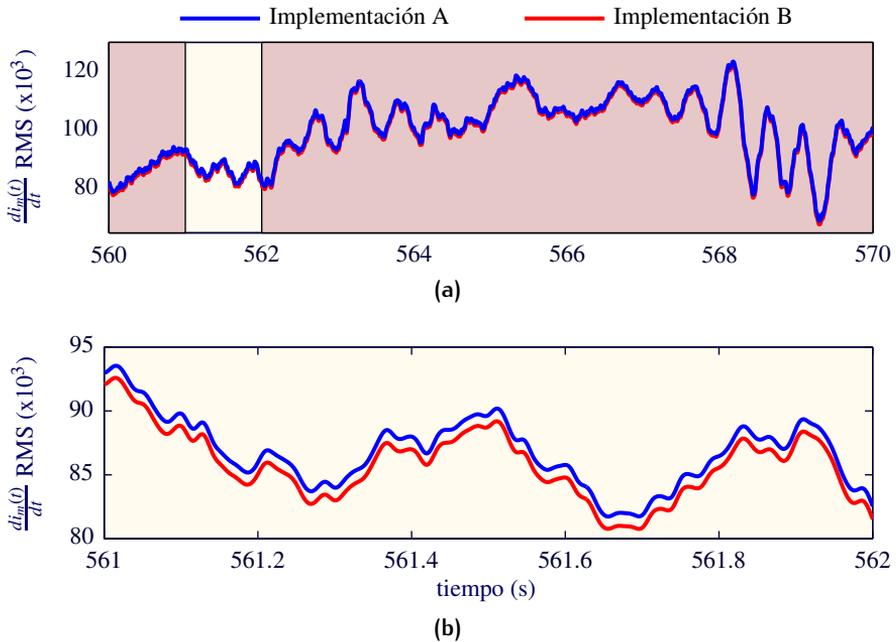


Figura 4.6. Valor RMS de la derivada de $i_m(t)$ para las dos implementaciones de la tarea de derivación. (a) Tramo de 10 segundos. (b) Ampliación del segundo resaltado.

ampliación del tramo de 1 segundo seleccionado. Se observa que el efecto sobre el valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$ se produce en la magnitud. En este caso, la implementación B es la que presenta valores superiores a la implementación A. Si comparamos los valores RMS de las tensiones $u_{fic}(t)$ obtenemos un valor cuadrático medio de la desviación de 0.2%.

Esta mínima desviación en el valor RMS de $u_{fic}(t)$, debida a la utilización de diferentes métodos de derivación, genera sobre el valor de los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ una desviación importante. La Tabla 4.5 recoge los valores $c(\psi_k)$ para las dos implementaciones y la desviación porcentual entre ellas, para los cuatro ángulos de impedancia de red. Para tres de los ángulos ψ_k la desviación supera el 10%.

A continuación, se analizará con mayor detalle y profundidad los dos aspectos importantes a considerar en la implementación de la tarea de derivación: la respuesta en fase del filtro derivador y el ancho de banda de derivación. En ambos casos, se cuantifican las

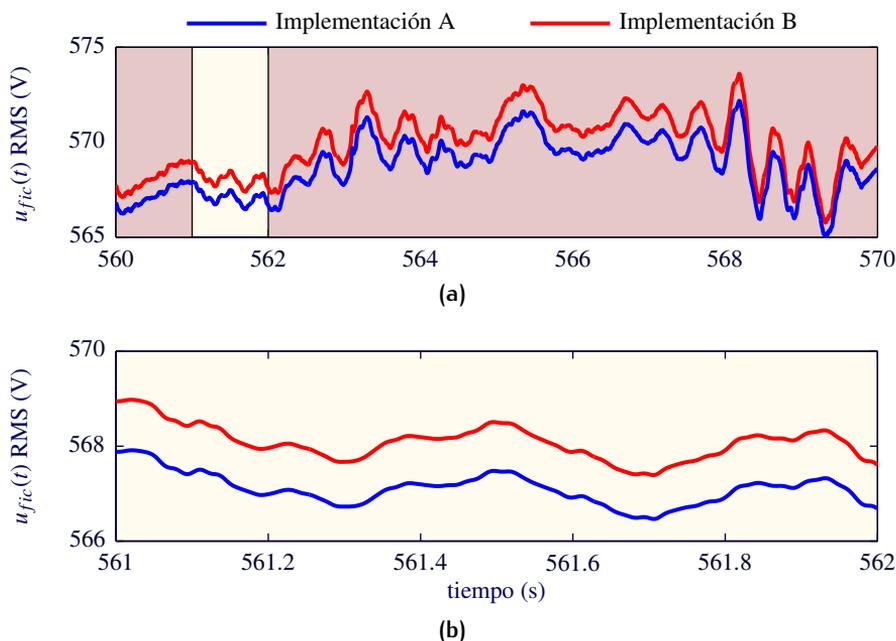


Figura 4.7. Valor RMS de $u_{fic}(t)$ para las dos implementaciones de la derivada. (a) Tramo de 10 segundos. (b) Ampliación del segundo resaltado.

Tabla 4.5. Coeficientes flicker $c(\psi_k)$ medidos para las dos implementaciones del ejemplo y la desviación porcentual entre ellos.

ψ_k	$c_A(\psi_k)$	$c_B(\psi_k)$	Desviación
30°	8.3	8.0	3.6 %
50°	3.9	3.4	12.8 %
70°	3.0	3.4	13.3 %
85°	6.0	6.6	10.0 %

desviaciones, utilizando para ello señales simuladas, y se presentan en cada caso las estrategias apropiadas para minimizar los errores y asegurar unos resultados de medida de flicker precisos. Previamente se presentan las técnicas de derivación de $i_m(t)$ que se han utilizado, así como las perturbaciones presentes en la corriente $i_m(t)$ que pueden comprometer su precisión.

4.2.1 IMPLEMENTACIÓN DIGITAL DE UN DERIVADOR

La tarea de derivación en el dominio discreto se ha de realizar mediante un filtro discreto que aproxime el comportamiento del derivador ideal. Los aspectos más relevantes para el diseño del derivador son tres: la elección del tipo de filtro y el criterio de aproximación utilizado para el cálculo de sus coeficientes, el ancho de banda de derivación necesario y la longitud del filtro diseñado.

La respuesta frecuencial de un derivador ideal es $H(f) = j2\pi f$. Su módulo es lineal con la frecuencia y su fase es constante de valor $\pi/2$ para todas las frecuencias. La implementación de un derivador mediante filtros digitales puede realizarse utilizando filtros de respuesta impulsional finita (FIR⁷) de tipo 3 o 4. Los primeros tienen una longitud M impar, mientras que en los segundos la longitud M es par. Estos filtros FIR pueden aproximar el módulo del derivador ideal y ofrecer una respuesta en fase lineal con la frecuencia.

Los coeficientes de los filtros FIR se pueden obtener mediante diferentes métodos, dependiendo del criterio de aproximación a la respuesta frecuencial ideal que se utilice: error mínimo [65], rizado constante [66] o aproximación maximalmente plana [67]. Este último criterio es el utilizado para las pruebas experimentales del trabajo de esta tesis. La aproximación maximalmente plana en la banda de derivación puede conseguirse utilizando el desarrollo en serie de Taylor. De esta manera, los coeficientes del filtro derivador para una longitud M impar [68] pueden obtenerse a partir de la ecuación:

$$d_k = \frac{(-1)^{k+1}N!^2}{k(N-k)!(N+k)!} \quad , \quad k = \pm 1, \pm 2, \dots, \pm N \quad , \quad (4.12)$$

donde $N = (M-1)/2$ y el coeficiente central $d_0 = 0$.

Para un filtro de longitud M par [69] los coeficientes del filtro se pueden obtener a partir de:

$$d_{\frac{2k-1}{2}} = \frac{(-1)^{k+1}(2N-1)!!^2}{2^{2N-2}(N+k-1)!(N-k)!(2k-1)^2} \quad , \quad k = 1, 2, \dots, N \quad ,$$

⁷ En todo el documento de tesis se va a utilizar FIR para referirnos a la respuesta impulsional finita, de su nombre en inglés Finite Impulse Response.

$$(4.13)$$

donde $N = M/2$, $a!! = a(a-2)(a-4)\dots 1$ y los coeficientes $d_{\frac{-(2k-1)}{2}} = -d_{\frac{2k-1}{2}}$.

Las Figuras 4.8 y 4.9 muestran el módulo de la respuesta frecuencial (a) y la desviación porcentual con respecto al ideal (b) de los filtros FIR derivadores, con el eje horizontal normalizado a f_s , cuyos coeficientes se han obtenido a partir de las Ecuaciones 4.12 y 4.13, respectivamente.

Se va a considerar que el derivador es aceptable mientras la desviación porcentual con respecto al ideal se encuentre dentro del margen de $\pm 5\%$. De esta manera, se define el ancho de banda de derivación b_d del filtro, como el ancho de banda para el que la respuesta frecuencial del filtro derivador no se desvía más del 5% de la respuesta frecuencial del derivador ideal. El ancho de banda de derivación b_d del filtro depende de la frecuencia de muestreo f_s utilizada.

Se observa que, en la medida en que aumenta el valor de M , b_d también crece. Para una longitud M similar, el b_d de los filtros de longitud par es mayor que el de longitud impar.

La respuesta en fase de los filtros FIR no es constante como lo es la del derivador ideal. Sin embargo, sí que presenta un comportamiento lineal con la frecuencia de acuerdo a la ecuación:

$$\Phi(\Omega) = \frac{\pi}{2} - \frac{M-1}{2} \cdot \Omega, \quad (4.14)$$

donde $\Omega = \frac{2\pi f}{f_s}$ y f_s es la frecuencia de muestreo utilizada. Como en realidad se necesita una respuesta en fase constante de valor $\pi/2$, podríamos decir que estos filtros introducen un término de fase lineal adicional, que se traduce en un retardo en la señal filtrada de $L = \frac{M-1}{2}$ muestras.

4.2.2 COMPORTAMIENTO DE LOS DERIVADORES ANTE SEÑALES SIMULADAS Y RECOMENDACIONES PARA MEJORAR SU PRECISIÓN

La aplicación de la derivación digital al cálculo de la red ficticia puede presentar dos problemas: la no sincronización de las tres tensiones que forman $u_{fic}(t)$ y una derivación imprecisa

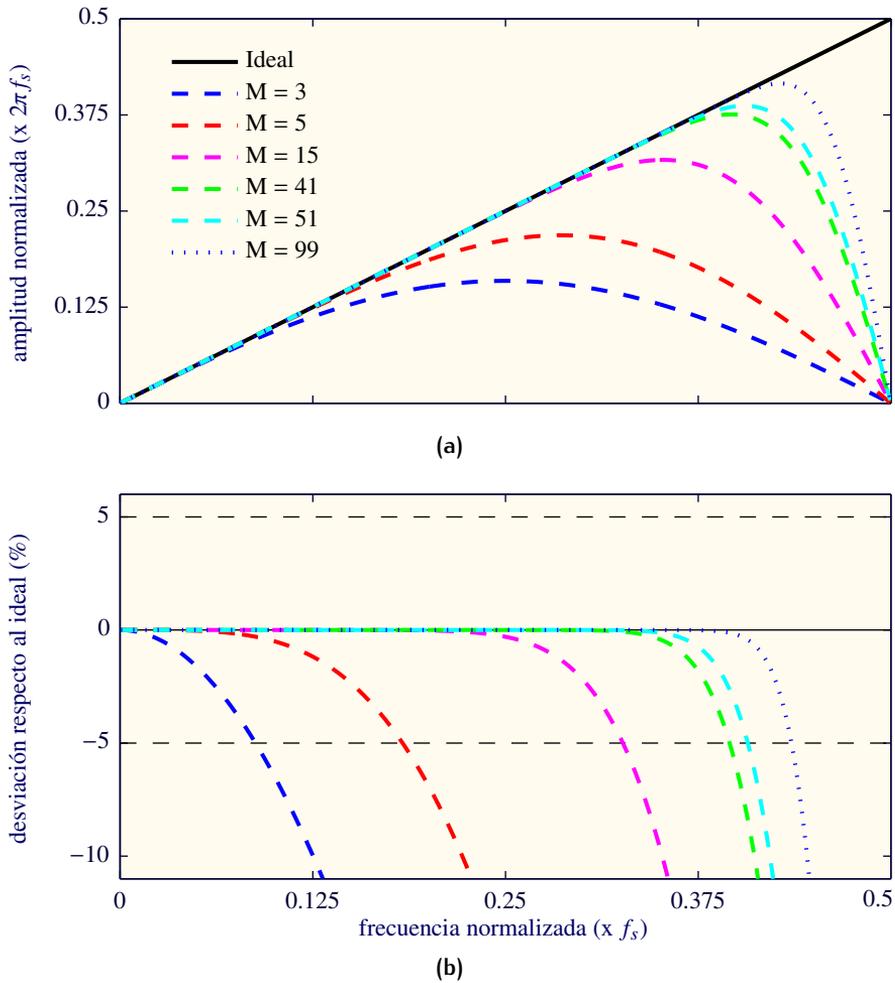


Figura 4.8. Filtros derivadores de longitud M impar obtenidos mediante una aproximación de Taylor. (a) Módulo de la respuesta frecuencial. (b) Desviación porcentual con respecto al derivador ideal.

de componentes frecuenciales de la corriente $i_m(t)$. El primero de estos problemas es especialmente delicado teniendo en cuenta el retardo en fase que introduce el filtro derivador, que a su vez depende de la longitud del filtro implementado. La segunda cuestión será problemática o no, dependiendo de si el ancho de banda de derivación b_d del filtro implementado es suficientemente ancho como para incluir todas las componentes frecuenciales de la corriente

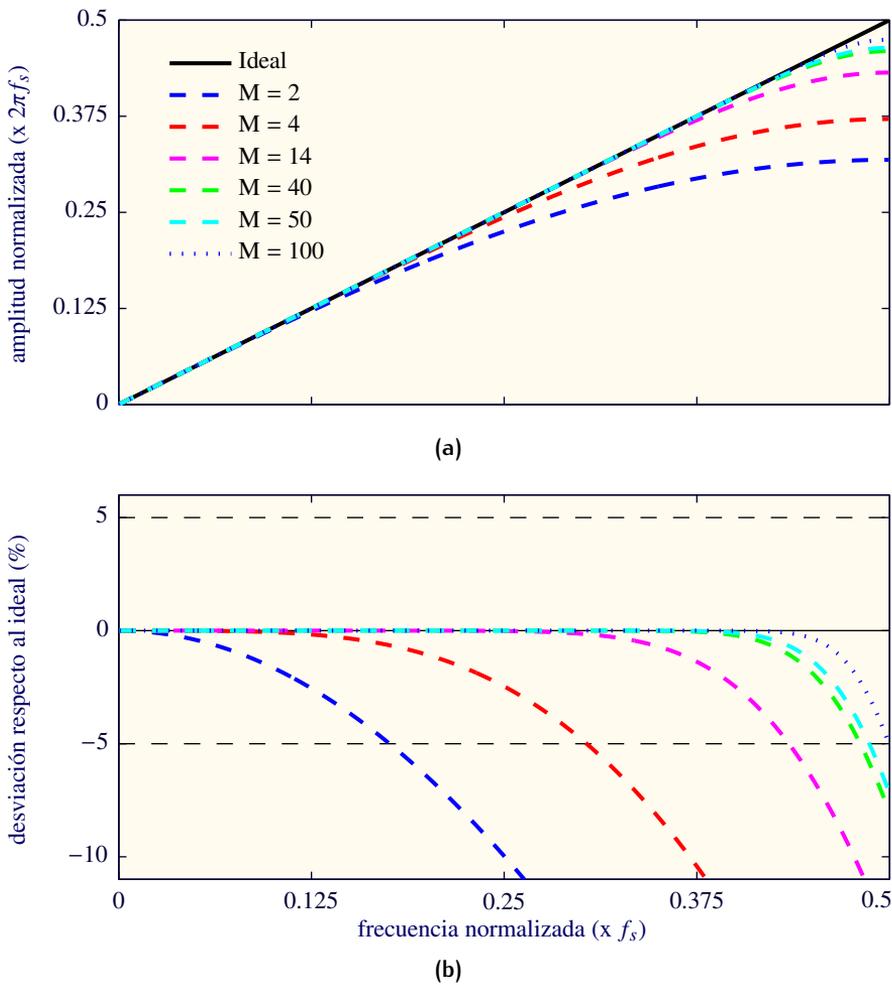


Figura 4.9. Filtros derivadores de longitud M par obtenidos mediante una aproximación de Taylor. (a) Módulo de la respuesta frecuencial. (b) Desviación porcentual con respecto al derivador ideal.

$i_m(t)$. A continuación se describen con mayor profundidad ambas problemáticas.

RESPUESTA EN FASE

Para ilustrar el posible problema debido a la respuesta en fase del filtro derivador que se implemente, se va a utilizar, en primer lugar, el derivador más simple y más utilizado, es decir, la diferencia de

primer orden. Este derivador se corresponde con la aproximación de Taylor de longitud $M = 2$. La línea punteada azul de la gráfica superior de la Figura 4.9 muestra el módulo de la respuesta frecuencial correspondiente a dicho diferenciador. Trabajando a una frecuencia de muestreo de $f_s = 3200$ Hz, el ancho de banda de derivación b_d es aproximadamente 550 Hz, frecuencia para la cual la desviación porcentual con respecto al ideal es inferior al 5%. Este ancho de banda es suficiente como para obtener valores precisos cuando se derivan componentes espectrales alrededor de la frecuencia fundamental.

Se va a probar el comportamiento de este derivador para una corriente $i_m(t)$ simulada. Los parámetros de configuración del análisis han sido seleccionados para generar un coeficiente de flicker de referencia $c_{ref}(\psi_k) = 2$ para un valor de $\psi_k = 85^\circ$, $SCR = 20$, utilizando el aerogenerador simulado descrito en la Sección 4.1.2, cuyos parámetros característicos se recogen en la Tabla 4.2. La corriente $i_m(t)$ se construye según:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \left[1 + \frac{dI}{100} \cdot \sin(2\pi f_m t) \right] \cdot \sin(2\pi f_0 t) , \quad (4.15)$$

donde la frecuencia fundamental es $f_0 = 50$ Hz, la frecuencia de la fluctuación $f_m = 8.8$ Hz y la amplitud relativa de la fluctuación de la corriente $dI = 1.6\%$.

Aplicando el procedimiento de medida de flicker del estándar IEC 61400-21, el coeficiente flicker obtenido con el derivador de dos muestras es $c_2(85^\circ) = 1.77$, que presenta una desviación con respecto al de referencia de un 11.5%. La causa de esta desviación se puede apreciar en el valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$ que se obtiene cuando se deriva la corriente $i_m(t)$ con el derivador de longitud $M = 2$. La Figura 4.10(a) muestra un tramo de 0.3 segundos de dicho valor RMS y el valor RMS de referencia que genera el $c_{ref}(\psi_k) = 2$. Se observa que el valor RMS obtenido con el derivador de longitud $M = 2$ está alrededor de 20 V por debajo del valor de referencia. La Figura 4.10(b) muestra los mismos valores RMS tras restar a cada una de ellas su valor medio. Se puede observar que, además del problema de amplitud, la forma de onda también está ligeramente adelantada en el tiempo.

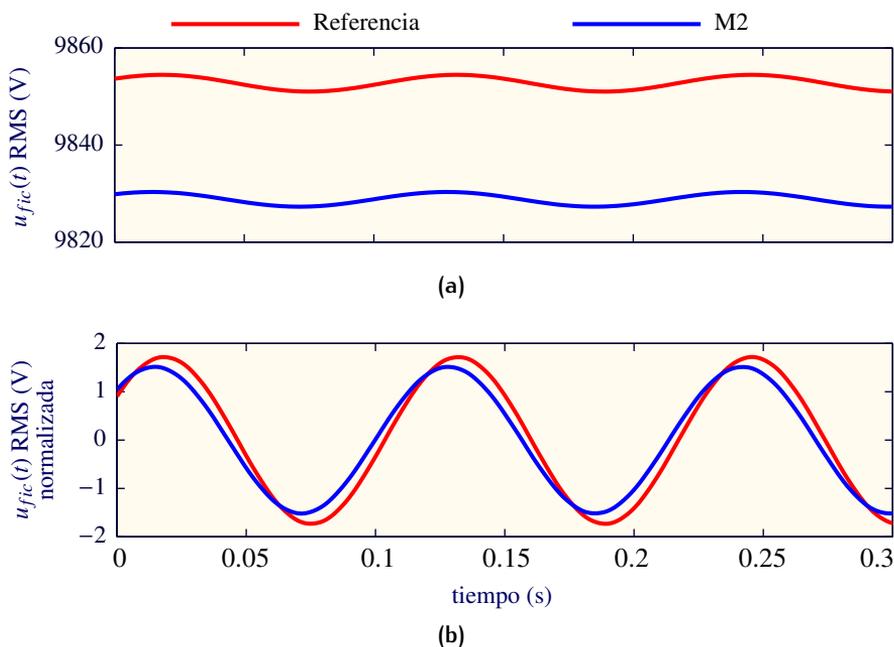


Figura 4.10. Tensión $u_{fic}(t)$ obtenida derivando la corriente $i_m(t)$ con el derivador de longitud $M = 2$ y con el derivador ideal. (a) Valor RMS. (b) Valor RMS normalizado por su valor medio.

El valor cuadrático medio de la desviación entre el valor RMS de la tensión $u_{fic}(t)$ obtenida con el derivador de longitud $M = 2$ y el valor RMS de referencia, es del 0.24%. El origen de esta desviación es la respuesta en fase del derivador de dos muestras, ya que las frecuencias de la corriente $i_m(t)$ de la Ecuación 4.15 entran perfectamente en el b_d del filtro derivador. La respuesta en fase del derivador genera un retardo de $L = \frac{M-1}{2} = 0.5$ periodos de muestreo, T_s , comparado con la respuesta en fase del derivador ideal. La construcción de $u_{fic}(t)$ requiere de un ajuste de ese retardo en la derivada de $i_m(t)$ para sincronizarla con las otras dos componentes de la Ecuación 4.1. Obviamente, no es posible ajustar directamente un número no entero de muestras, lo que inevitablemente genera errores en la construcción de $u_{fic}(t)$ y por tanto, en la medida del flicker de un aerogenerador.

Afortunadamente, existen dos posibles vías para minimizar las desviaciones producidas por el efecto de la respuesta en fase del

derivador implementado. Por un lado, la solución más sencilla podría ser la implementación de un filtro derivador de longitud M impar. Para dichos filtros, el retardo introducido por la respuesta en fase es siempre un número entero $L = \frac{M-1}{2}$ de muestras y, por lo tanto, puede ser directamente ajustado antes de la construcción de la tensión $u_{fic}(t)$. El filtro de longitud impar más sencillo es el derivador de longitud $M=3$. La línea punteada azul de la gráfica superior de la Figura 4.8 muestra el módulo de la respuesta frecuencial correspondiente a dicho diferenciador. El ancho de banda de derivación en este caso es aproximadamente de $b_d = 290$ Hz, inferior al de longitud $M=2$, pero suficiente también para derivar adecuadamente las componentes frecuenciales alrededor de la frecuencia fundamental. Si aplicamos el procedimiento del estándar sobre la misma corriente $i_m(t)$ de la Ecuación 4.15 para los mismos parámetros de configuración del análisis, y ajustamos la muestra de retardo introducida por el derivador de longitud $M=3$ sobre la derivada de $i_m(t)$, se obtiene un coeficiente de flicker $c(85^\circ) = 2$, es decir, no existe desviación alguna.

El retardo que sufre la derivada de $i_m(t)$ al utilizar un filtro de longitud M par, es un retardo no entero de $L = \frac{M-1}{2}$ muestras. El retardo entero de muestras se puede ajustar fácilmente, sin embargo, lo único que se puede hacer con la media muestra es reducir el retardo temporal que implica. Esto se consigue trabajando a una frecuencia de muestreo elevada, para lo que habría que interpolar $i_m(t)$ antes de realizar la derivada para elevar la frecuencia de muestreo. En la Tabla 4.6 se muestran los valores de desviación porcentual del coeficiente de flicker $c(85^\circ)$, obtenidos al aplicar el procedimiento del estándar y derivar la corriente $i_m(t)$ de la Ecuación 4.15 con derivadores de longitud $M=2$, habiendo utilizado diferentes frecuencias de muestreo. La desviación se reduce claramente al incrementar f_s , y es menor del 5% para f_s mayor o igual a 12 800 Hz.

En definitiva, el análisis realizado muestra que la utilización de filtros de longitud par, puede acarrear errores importantes causados por la falta de sincronización de la corriente derivada con respecto a las otras componentes que forman la tensión $u_{fic}(t)$, debido al retardo no entero que introduce el filtro derivador. Este efecto puede

Tabla 4.6. Coeficiente de flicker $c(85^\circ)$ y su desviación porcentual con respecto a $c_{ref}(85^\circ) = 2$, para diferentes f_s utilizadas en la tarea de derivación con un filtro derivador de longitud $M = 2$.

f_s (Hz)	$c(85^\circ)$	Desviación
3200	1.77	11.5 %
6400	1.88	6.0 %
12 800	1.94	3.0 %
25 600	1.98	1.0 %
51 200	1.99	0.5 %

ser minimizado realizando una interpolación previa a la tarea de derivación, utilizando una frecuencia de muestreo mayor, o puede ser completamente eliminado utilizando filtros derivadores de longitud impar.

ANCHO DE BANDA

La segunda característica de la derivación digital que puede afectar negativamente a la construcción de la tensión $u_{fic}(t)$, es el ancho de banda en el que el filtro derivador implementado deriva con precisión. La tercera edición del estándar IEC 61400-21 especificará un ancho de banda mínimo de 1.5 kHz para la medida de flicker. Si el ancho de banda de derivación b_d es inferior a 1.5 kHz, algunas componentes espectrales se derivan de manera imprecisa y por tanto pueden generar errores importantes en la medida del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$.

Para analizar la relevancia de este aspecto, se propone analizar el efecto que tiene en la medida de los coeficientes flicker $c(85^\circ)$ una corriente simulada $i_m(t)$ distorsionada con dos componentes interarmónicas, f_1 y f_2 . Dicha corriente se construye de acuerdo a la ecuación:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot [\sin(2\pi f_0 t) + I_1 \cdot \sin(2\pi f_1 t) + I_2 \cdot \sin(2\pi f_2 t)] , \quad (4.16)$$

donde los valores de $f_1 = 1300$ Hz, $f_2 = 1290$ Hz e $I_1 = I_2 = 1.06$ % permiten obtener un $c(85^\circ) = 2$ al considerar los parámetros del aerogenerador simulado de la Tabla 4.2.

Tabla 4.7. Ancho de banda de derivación b_d , coeficientes de flicker $c(85^\circ)$ y su desviación con respecto a $c_{ref}(85^\circ)$ cuando se utilizan tres longitudes de filtro derivador impar ($M = 3, 51$ y 99) a diferentes f_s para derivar la corriente $i_m(t)$, que contiene tres componentes frecuenciales a 50, 1290 y 1300 Hz.

f_s (Hz)	M=3			M=51			M=99		
	b_d (Hz)	$c(85^\circ)$	Desv	b_d (Hz)	$c(85^\circ)$	Desv	b_d (Hz)	$c(85^\circ)$	Desv
3200	288	0.20	90.0%	1280	1.85	7.5%	1440	1.99	0.5%
6400	576	1.14	43.0%	2560	2.00	0.0%	2880	2.00	0.0%
12 800	1152	1.75	12.5%	5120	2.00	0.0%	5760	2.00	0.0%
25 600	2304	1.93	3.5%	10 240	2.00	0.0%	11 520	2.00	0.0%
51 200	4608	1.98	1.0%	20 480	2.00	0.0%	23 040	2.00	0.0%

La corriente simulada $i_m(t)$ se deriva utilizando tres filtros derivadores de longitudes impares $M = 3, 51$ y 99 . Los coeficientes de los filtros se obtienen mediante una aproximación en serie de Taylor. De acuerdo con la Figura 4.8, el ancho de banda de derivación b_d para cada una de las tres implementaciones es aproximadamente $0.09 f_s$, $0.4 f_s$ y $0.45 f_s$. Se van a utilizar cinco frecuencias de muestreo $f_s = 3200, 6400, 12\,800, 25\,600$ y $51\,200$ Hz, lo que permite variar el ancho de banda de los derivadores b_d . La Figura 4.11 muestra como ejemplo la respuesta frecuencial y la desviación de ésta con respecto al derivador ideal, el caso del derivador $M = 3$. Se observa como crece b_d según se aumenta f_s .

La Tabla 4.7 detalla el ancho de banda de derivación b_d , el valor del coeficiente flicker $c(85^\circ)$ calculado y la desviación porcentual con respecto al coeficiente de referencia para todos los casos.

Aunque la componente fundamental de $i_m(t)$ es derivada de manera precisa por las tres implementaciones a las diferentes f_s , las desviaciones que se producen en algunos casos son debidas a que las componentes f_1 y f_2 no son correctamente derivadas. Para una $f_s = 3200$ Hz se aprecia que las tres implementaciones generan cierta desviación con respecto al valor de referencia. Si bien el derivador de longitud $M = 99$ obtiene un valor suficientemente preciso (con una desviación del 0.5%), el de longitud $M = 3$ obtiene una desviación inaceptable debido a que su b_d es tan pequeño que no permite derivar correctamente las componentes f_1 y f_2 . Para el caso de $f_s = 6400$ Hz, las tres implementaciones mejoran sus resultados, ya que el valor de

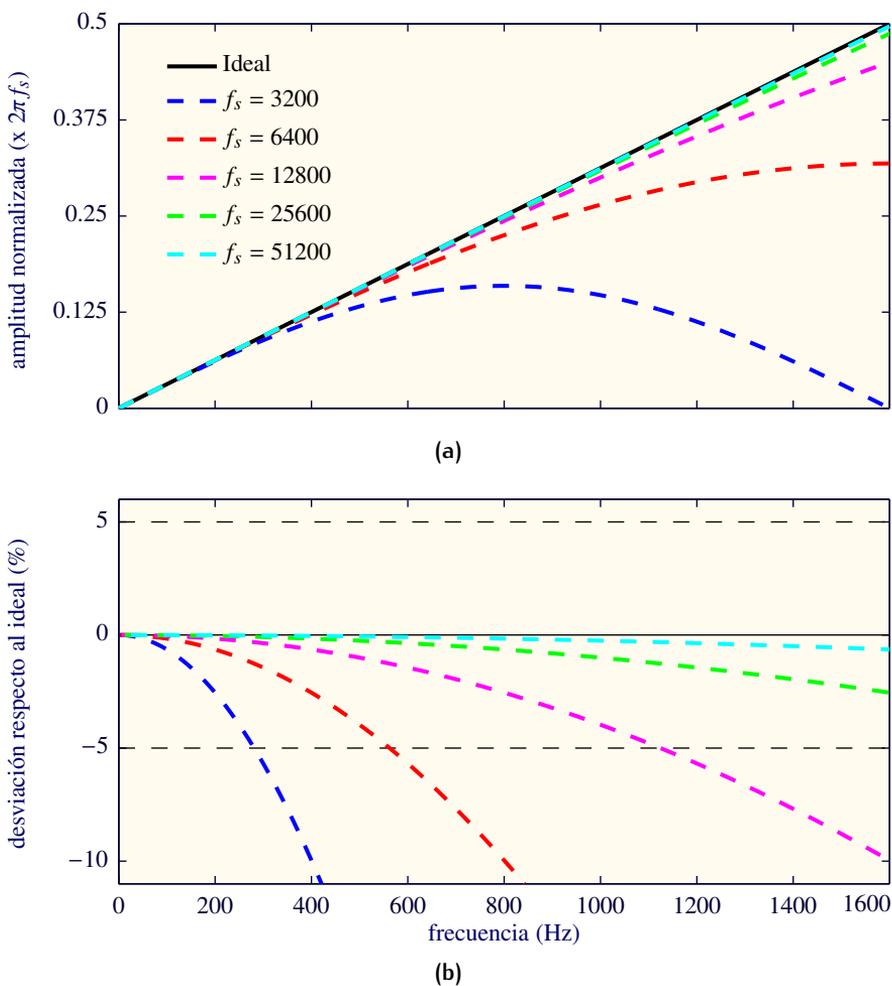


Figura 4.11. Filtros derivadores de longitud $M = 3$ para diferentes f_s . (a) Módulo de la respuesta frecuencial. (b) Desviación porcentual con respecto al derivador ideal.

sus respectivos b_d crece. Los derivadores de longitud $M = 51$ y 99 no presentan desviación alguna respecto al ideal, es decir, derivan todas las componentes frecuenciales de $i_m(t)$ correctamente. Sin embargo, el filtro de longitud $M = 3$ todavía presenta un 43% de desviación, ya que su b_d es aún insuficiente para derivar las componentes f_1 y f_2 . Según aumenta la frecuencia de muestreo, el valor de b_d crece para las tres longitudes. Para el caso de $M = 3$, los resultados mejoran progresivamente alcanzando una desviación menor del 5% a partir de $f_s = 25\,600$ Hz.

El análisis realizado muestra que b_d es un parámetro clave en la tarea de derivación. Utilizar filtros de longitudes pequeñas o frecuencias de muestreo bajas, puede acarrear imprecisión en la derivación de ciertas componentes frecuenciales de $i_m(t)$. En la aplicación que nos ocupa, dependiendo de la frecuencia de muestreo de la corriente $i_m(t)$, se deberá exigir una longitud M del filtro suficiente como para asegurar el ancho de banda mínimo (1.5 kHz) que exige el procedimiento para la medida de flicker en aerogeneradores según el estándar IEC 61400-21.

Capítulo 5

COMPORTAMIENTO EN ESCENARIOS REALES

El estudio de la implementación digital de las tareas de estimación de la fase instantánea de $u_m(t)$ y de la derivación de $i_m(t)$ del Capítulo 4 se ha desarrollado en un escenario simulado, y por tanto, específicamente diseñado para evidenciar con claridad los problemas que implementaciones imprecisas de dichas tareas generan sobre la medida de flicker. Para cuantificar adecuadamente las desviaciones que diferentes implementaciones del estándar tienen sobre la medida del flicker, es necesario plantear su estudio en escenarios reales, tal y como exige el estándar.

A lo largo de este capítulo se mide el flicker de registros reales de acuerdo al procedimiento descrito en el estándar IEC 61400-21 [38] utilizando diferentes implementaciones digitales del mismo. El análisis de los resultados permite comprobar que en escenarios reales también existen desviaciones importantes y que éstas pueden reducirse empleando las recomendaciones planteadas en el Capítulo

4. Los registros de tensión y corriente utilizados provienen de las cinco BA descritas en el Capítulo 3, correspondientes al funcionamiento continuo y a las operaciones de conexión de los dos aerogeneradores de Tipo I y III.

El capítulo se ha dividido en dos partes correspondientes a las dos tareas involucradas en la resolución de la red ficticia, una para analizar los efectos sobre la medida del flicker debidos a la tarea de estimación de fase de la tensión $u_m(t)$ y la otra para los efectos debidos a la derivada de la corriente $i_m(t)$. En cada una de las partes se estudia por separado el efecto cuando el aerogenerador está en funcionamiento continuo y ante operaciones de conexión, es decir, en los arranques y en los cambios entre generadores.

5.1 ESTIMACIÓN DE LA FASE DE LA TENSIÓN $u_m(t)$

El estudio preliminar con señales simuladas demostró que, dependiendo del método implementado para desarrollar la tarea de estimación de la fase de la tensión $u_m(t)$ así como de la estrategia de prefiltrado utilizada, los valores de los coeficientes de flicker medidos pueden presentar desviaciones importantes. Cada uno de los métodos utilizados se ve afectado de manera diferente por las componentes frecuenciales diferentes de la fundamental que contenga la tensión $u_m(t)$. Además, estrategias de prefiltrado que introduzcan distorsión de fase pueden llevar a considerar resultados imprecisos como buenos, debido al efecto de la distorsión de fase.

En esta sección, se va a analizar en profundidad el efecto que la estimación de la fase de la componente fundamental de la tensión $u_m(t)$ tiene en la medida del flicker en escenarios reales, a partir de los registros en las turbinas AG-TI y AG-TIII. En primer lugar, se estudia el efecto cuando el aerogenerador está en funcionamiento continuo y, posteriormente, el efecto durante las operaciones de conexión. Finalmente, se resumen las conclusiones principales del análisis.

El estándar sugiere que el valor de SCR esté entre 20 y 50. Todo el estudio con respecto a la estimación de la fase instantánea se realiza con el valor más grande de SCR posible, es decir 50, porque genera

valores de R_{fic} y L_{fic} menores que en cualquier otro caso y, por tanto, las desviaciones en la construcción de $u_0(t)$ afectan en mayor medida a la construcción de la tensión $u_{fic}(t)$ que con valores de SCR menores.

5.1.1 FUNCIONAMIENTO CONTINUO

Durante el funcionamiento continuo el aerogenerador produce energía de acuerdo a su curva de potencia y a la disponibilidad de viento. Dependiendo de la tecnología de la turbina eólica ésta producirá mayor o menor cantidad de flicker. El coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ evalúa esos niveles de flicker producidos durante el funcionamiento continuo del aerogenerador.

Para analizar el efecto que la tarea de estimación de la fase instantánea de $u_m(t)$ tiene cuando el aerogenerador está en funcionamiento continuo, en primer lugar se estudian las características de la tensión $u_m(t)$, utilizando para ello un registro de 10 minutos de cada una de las dos BA de funcionamiento continuo descritas en el Capítulo 3. En segundo lugar, se mide la característica de flicker de cada una de las BA, utilizando para ello el método de referencia ZCD-ZPF¹. Como se vio en el Capítulo 4 cualquiera de los métodos de estimación utilizados puede ser utilizado como método de referencia siempre que se utilice la estrategia de prefiltrado ZPF. A continuación, se mide nuevamente la característica flicker con cada uno de los métodos de estimación de fase (ZCD, STFT y HT) combinados con las diferentes estrategias de prefiltrado (NF, LF y ZPF), y se comparan los resultados con los obtenidos con el método de referencia.

CARACTERÍSTICAS DE LA TENSIÓN $u_m(t)$ EN FUNCIONAMIENTO CONTINUO

Con el objetivo de conocer las características de la tensión $u_m(t)$ en cada uno de los escenarios disponibles de funcionamiento continuo, se ha seleccionado un tramo de 10 minutos de cada uno de ellos. A cada uno de los tramos se le aplica el procedimiento de medida de

¹ ZCD-ZPF se corresponde con el método de estimación de fase de detección de pasos por cero en combinación con la estrategia de prefiltrado de fase cero.

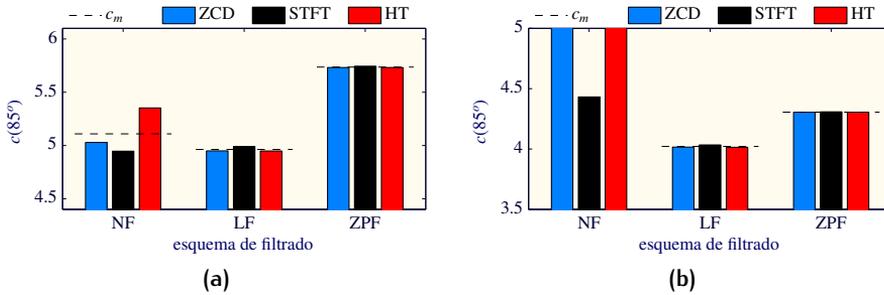


Figura 5.1. Coeficientes de flicker $c(85^\circ)$ de los tramos de funcionamiento continuo utilizando diferentes métodos de estimación de fase (ZCD, STFT y HT) y diferentes estrategias de prefiltrado (NF, LF y ZPF). (a) AG-TI. (b) AG-TIII.

flicker. Para facilitar la lectura de los resultados sólo se muestra el análisis realizado para el ángulo de impedancia de red $\psi_k = 85^\circ$. La estimación de $\alpha_m(t)$ se realiza utilizando los tres métodos descritos en el Capítulo 4 (ZCD, STFT y HT). En primer lugar, sin ninguna estrategia de filtrado previa y posteriormente utilizando las estrategias LF y ZPF. A partir de los resultados, se interpretan y analizan las características de la tensión $u_m(t)$, que posteriormente serán de utilidad cuando se aborde el análisis del conjunto completo de registros.

Los tramos de las BA de AG-TI y AG-TIII seleccionados se corresponden con el funcionamiento en régimen del aerogenerador cerca de las condiciones nominales de operación. El tramo de AG-TI presenta una potencia activa media de 217.54 kW y una velocidad de viento media de 14.6 m/s. Por su parte, el tramo de AG-TIII presenta una potencia activa media de 1.9 MW y una velocidad de viento media de 12.1 m/s.

Los valores de $c(85^\circ)$ de todas las combinaciones resultantes de los métodos de estimación con las estrategias de prefiltrado se muestran en la Figura 5.1, la gráfica (a) para el caso del AG-TI y la (b) para el caso del AG-TIII.

En el AG-TI cuando no se utiliza una estrategia de prefiltrado (NF), la desviación máxima de los coeficientes de flicker con respecto al valor medio de los tres ($c_m(85^\circ) = 5.11$) es 7.95%. Para AG-TIII los

métodos ZCD y HT presentan unos valores de $c(85^\circ) = 104.25$ y 8.76 respectivamente, muy superiores al método STFT cuyo valor es 4.43 .

La causa de dichas desviaciones puede explicarse mediante un análisis espectral de las tensiones $u_m(t)$ de cada una de las turbinas. La Figura 5.2 muestra las características espectrales de $u_m(t)$, hasta 1 kHz para AG-TI y hasta 3 kHz para AG-TIII. Las gráficas (a) y (c) muestran la densidad espectral de potencia (PSD²) de $u_m(t)$ y las gráficas (b) y (d) los grupos armónicos e interarmónicos calculados como porcentaje de la componente fundamental de acuerdo al procedimiento especificado en el estándar IEC 61000-4-7 [70].

En el caso de AG-TI, las gráficas (a) y (b) en conjunto muestran un moderado contenido armónico e interarmónico, alcanzando un máximo de 2.5% (350 Hz) y 0.35% (75 Hz), respectivamente. La mayoría de la potencia se concentra en la banda de 0 a 350 Hz. El contenido armónico está localizado principalmente en las primeras componentes impares, mientras que el contenido interarmónico se reparte homogéneamente entre 100 y 400 Hz, siendo levemente mayor en la banda de 50 a 100 Hz. Dicho contenido espectral podría justificar la dispersión entre los métodos tal y como se vio con señales simuladas.

En el caso de AG-TIII, las gráficas (c) y (d) muestran un notable contenido armónico e interarmónico, alcanzando un máximo de 0.55% (2300 Hz) y 0.78% (2325 Hz) respectivamente. La mayoría de la potencia se concentra en la banda de 2 a 3 kHz. Se pueden distinguir tres zonas en el espectro. La primera correspondiente a las bajas frecuencias hasta el entorno del armónico 10° , en la que podemos distinguir tres bloques de interarmónicos importantes, 75 Hz (0.5%), 275 Hz (0.4%) y 375 Hz (0.35%), junto con los armónicos 5° (0.2%) y 7° (0.4%) que sobresalen entre los demás. Una segunda zona se corresponde a las frecuencias entre los armónicos 10° y 35° , que siguen una distribución aparentemente normal con un máximo para el contenido espectral en torno al armónico 25° de un 0.4% , y siendo en el entorno del armónico 10° un 0.2% y en el entorno del armónico 35° un 0.3% . Y la tercera zona entre el armónico 35° y el 60° , en

² En todo el documento de tesis se va a utilizar PSD para referirnos a la densidad espectral de potencia, de su nombre en inglés Power Spectral Density.

el que se alcanzan los valores máximos tanto de armónico como de interarmónico. Este contenido espectral, más significativo en las componentes interarmónicas, es la causa de la gran desviación entre los métodos, que también es mayor que en el caso de AG-TI.

La causa de la desviación del método ZCD puede visualizarse en la forma de onda de la señal de tensión. La Figura 5.3 muestra un ciclo de la señal $u_m(t)$ en la gráfica (a), mientras que la (b) amplía la zona entre 8 y 9 ms para observar el paso por cero de la tensión. La forma de onda ya muestra una señal con importante contenido de alta frecuencia, debido seguramente al efecto de la electrónica de potencia que tiene este aerogenerador. En la ampliación del paso por cero se observa que, debido a la combinación de las otras componentes frecuenciales con la fundamental, aparecen múltiples pasos por cero, perjudicando gravemente la detección del instante del paso por cero, y por lo tanto la estimación de la fase.

Cuando aplicamos la estrategia de prefiltrado LF el contenido armónico e interarmónico de $u_m(t)$ es atenuado. En el caso del AG-TI la máxima desviación de los métodos con respecto a la media de los tres ($c_m(85^\circ) = 4.96$) es de 0.84 %, mientras que en el AG-TIII la máxima desviación es de 0.31 % con respecto a la media ($c_m(85^\circ) = 4.02$). La convergencia de los métodos, como se vio en el caso de señales simuladas, podría inducir a una interpretación errónea, asumiendo que una estrategia LF genera resultados suficientemente precisos. Para explicar por qué dicho resultado no es preciso se analiza la evolución temporal de la frecuencia fundamental de $u_m(t)$.

La Figura 5.4 muestra la evolución temporal del valor de la frecuencia fundamental de $u_m(t)$, en la gráfica (a) para el tramo del AG-TI y en la (b) para el del AG-TIII. La frecuencia, en el primer caso, tiene un valor medio de 49.98 Hz con una desviación estándar $\sigma = 0.0079$ y está un 0.04 % alejada de la frecuencia nominal de red (50 Hz), frecuencia a la que está sintonizado el filtro paso banda. En el segundo caso, la frecuencia tiene un valor medio de 50.03 Hz con una desviación estándar $\sigma = 0.0101$ y está un 0.06 % alejada de la frecuencia nominal de red. Dicha desviación en la frecuencia fundamental de $u_m(t)$ puede producir errores en la estimación de

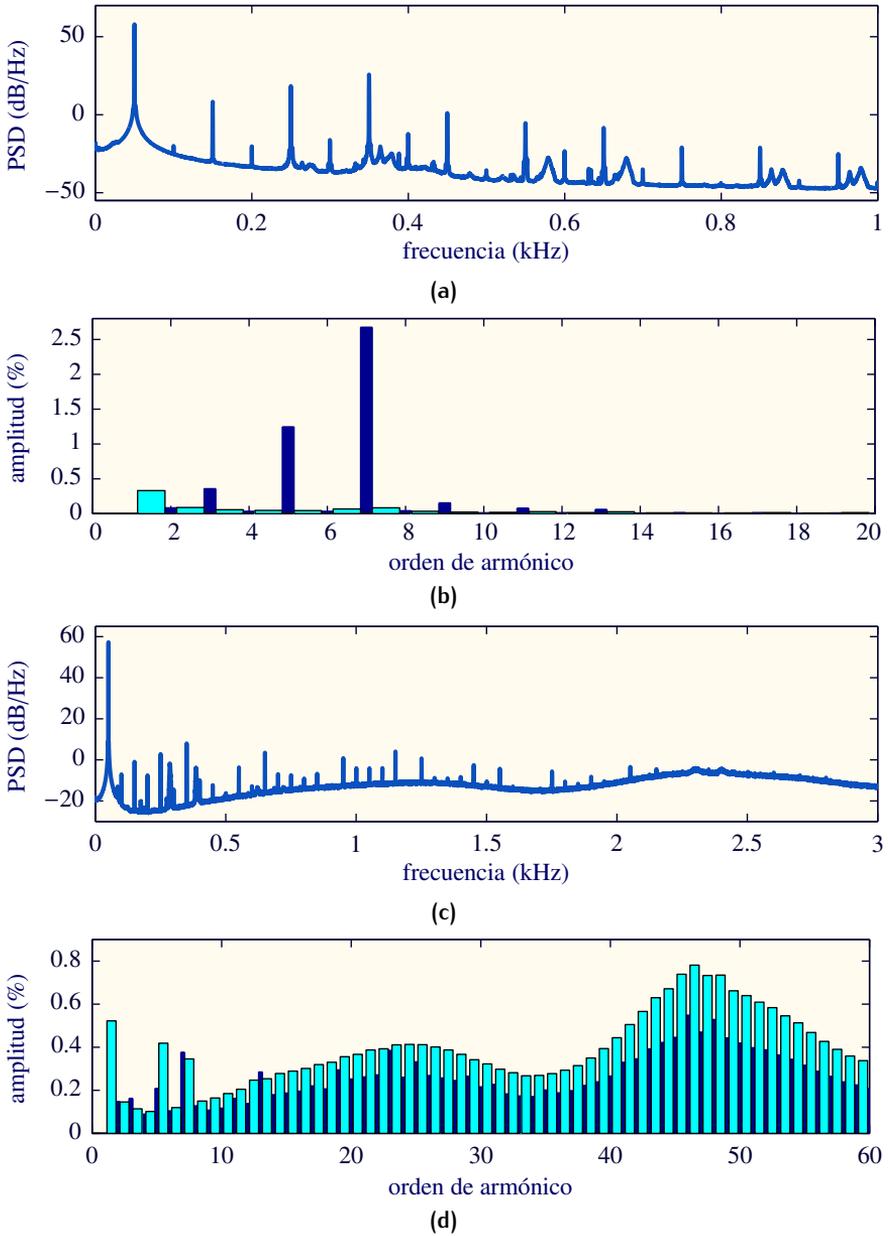


Figura 5.2. Características espectrales de las tensiones $u_m(t)$ de los tramos de funcionamiento continuo de AG-TI y AG-TIII. (a) PSD de AG-TI. (b) Grupos armónicos e interarmónicos como porcentaje de la fundamental de AG-TI. (c) PSD de AG-TIII. (d) Grupos armónicos e interarmónicos como porcentaje de la fundamental de AG-TIII.

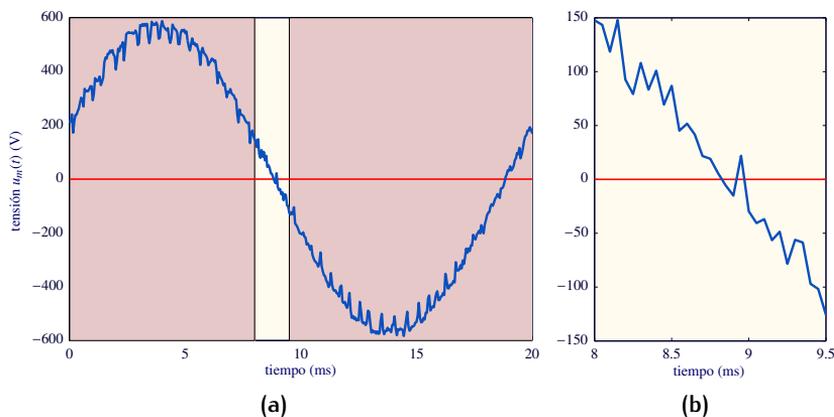


Figura 5.3. Forma de onda de la tensión $u_m(t)$ del tramo de funcionamiento continuo de la BA del AG-TIII. (a) Un ciclo de señal. (b) Ampliación del tramo entre 8 y 9.5 ms.

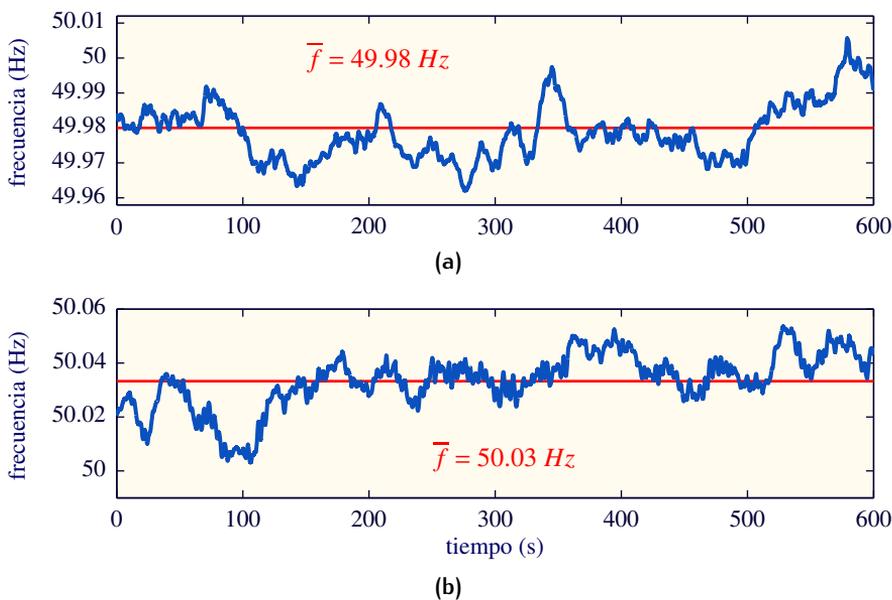


Figura 5.4. Frecuencia fundamental de la tensión $u_m(t)$ de los tramos de funcionamiento continuo. (a) AG-TI. (b) AG-TIII.

$\alpha_m(t)$ debido a los diferentes retardos de fase que introduce la estrategia LF sobre las frecuencias que no son exactamente 50 Hz.

Para evitar dicho efecto se utiliza la estrategia ZPF, consiguiendo que los valores de $c(85^\circ)$ converjan con mínimas desviaciones, 0.22 %

en el AG-TI y 0.06 % en el AG-TIII, con respecto a sus respectivas medias $c_m(85^\circ) = 5.74$ y $c_m(85^\circ) = 4.31$.

Los coeficientes de flicker obtenidos sin estrategia de prefiltrado (NF) y con la estrategia LF, con respecto a los obtenidos con la estrategia ZPF, presentan una desviación media en el AG-TI del 11 % y 13.6 %, respectivamente. En el AG-TIII los coeficientes obtenidos con la estrategia LF presentan una desviación del 6.6 %. Es decir, a pesar de la convergencia entre métodos que se obtiene con la estrategia LF, el valor de coeficiente de flicker con respecto a la estrategia ZPF, que podemos considerar como valor de referencia, presenta importantes desviaciones, debido a la distorsión de fase introducida por LF.

Los resultados demuestran que, sin una estrategia de prefiltrado que atenúe las componentes armónicas e interarmónicas, los tres métodos de estimación de $\alpha_m(t)$ utilizados generan valores de coeficiente de flicker imprecisos y divergentes entre ellos. Aunque se utilice una estrategia de LF para atenuar las componentes frecuenciales diferentes de la fundamental, no es suficiente para mejorar el comportamiento de los métodos de estimación. La imprecisión en este caso es causada por la combinación de las pequeñas variaciones que puede presentar la frecuencia fundamental de $u_m(t)$ y el retardo de fase introducido por el filtrado LF sobre componentes diferentes de 50 Hz. Esta es la razón por la que los tres métodos generan resultados convergentes pero imprecisos. Finalmente, cuando se utiliza una estrategia ZPF se atenúan las componentes armónicas e interarmónicas sin introducir retardo de fase a ninguna frecuencia, por lo que los resultados obtenidos con cualquiera de los tres métodos son convergentes y además precisos.

CARACTERÍSTICA FLICKER DE REFERENCIA

Se han calculado los valores de referencia $c_{ref}(\psi_k)$ para las dos BA_{cont} de acuerdo al estándar IEC 61400-21 utilizando para la estimación de la fase el método ZCD-ZPF y un valor de SCR = 50.

Para cada una de las BA, la Figura 5.5 muestra a la izquierda los coeficientes flicker $c_{ref}(85^\circ)$ en función de la velocidad del viento y a la derecha una representación gráfica de su distribución estadística,

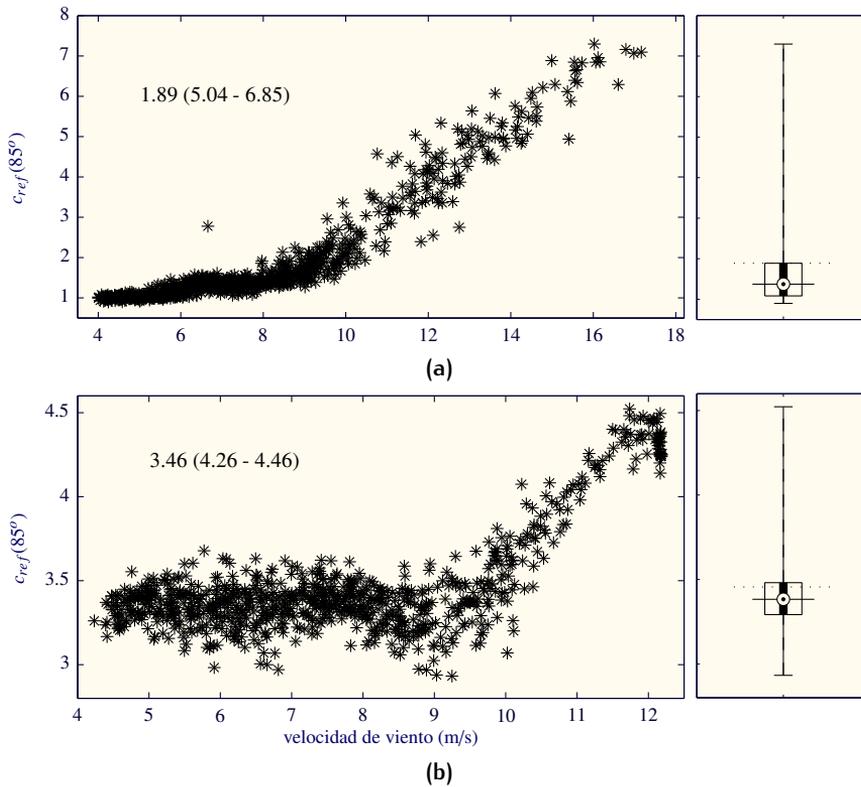


Figura 5.5. Coeficientes $c_{ref}(85^\circ)$ para las dos BA cuando se utiliza el método ZCD-ZPF y un valor de SCR = 50. (a) Aerogenerador AG-TI. (b) Aerogenerador AG-TIII.

conocida como *boxplot*. La marca central del boxplot representa la mediana (percentil 50), los límites inferior y superior del rectángulo representan, respectivamente, el percentil 25 y el 75, y los límites inferior y superior del trazo delgado representan los valores mínimo y máximo, respectivamente, después de descartar los valores atípicos. Adicionalmente, en el boxplot se ha marcado con una línea punteada la media de la distribución. En cada una de las gráficas se ha escrito el valor medio y entre paréntesis, los percentiles 95 y 99. Aunque se ha decidido representar únicamente los valores correspondientes al ángulo $\psi_k = 85^\circ$ para facilitar la lectura de los resultados, la distribución de todos los $c_{ref}(\psi_k)$ con respecto al viento y sus respectivas distribuciones estadísticas se muestran en el Anexo A para su consulta.

Tabla 5.1. Coeficientes de flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ obtenidos con el método ZCD-ZPF y un valor de SCR = 50 para las dos BA. (a) Aerogenerador AG-TI. (b) Aerogenerador AG-TIII.

(a)					(b)				
v_a (m/s)	ψ_k				v_a (m/s)	ψ_k			
	30°	50°	70°	85°		30°	50°	70°	85°
6.0	8.76	4.29	3.28	6.22	6.0	4.88	5.08	4.87	4.44
7.5	9.74	4.69	3.35	6.85	7.5	4.91	5.12	4.91	4.46
8.5	9.81	4.69	3.38	6.96	8.5	4.92	5.12	4.93	4.47
10.0	9.98	4.72	3.47	7.07	10.0	4.96	5.15	4.94	4.47

Para el AG-TI, la gráfica (a) de la Figura 5.5 muestra que el valor de $c_{ref}(85^\circ)$ crece exponencialmente en la medida que la velocidad del viento crece. Para velocidades de viento bajas, entre 4 y 7 m/s, presenta un valor de 1, prácticamente el valor de la mediana. Gran cantidad de los valores están en torno a la mediana, pero a partir de velocidades de 9 m/s, según crece la velocidad del viento crece rápidamente también el valor de $c_{ref}(85^\circ)$ hasta un valor máximo de 7.3 hacia los 16 m/s.

En contraste, los coeficientes $c_{ref}(85^\circ)$ de AG-TIII mostrados en la gráfica (b), tienen un comportamiento diferente al observado en el AG-TI. Para velocidades de viento entre 4 y 9 m/s los $c_{ref}(85^\circ)$ mantienen un valor prácticamente constante, siendo la media 3.5, algo mayor que el caso de AG-TI. Para velocidades de viento mayores que 9 m/s los valores de $c_{ref}(85^\circ)$ crecen de forma lineal según crece la velocidad del viento, hasta un valor máximo del orden de 4.5.

Los coeficientes reportados según el estándar IEC 61400-21, $c_{ref}(v_a, \psi_k)$, para cada uno de los aerogeneradores, se recogen en la Tabla 5.1. Se puede apreciar que el efecto de utilizar diferentes valores de v_a afecta en mayor medida a los coeficientes reportados de AG-TI, obteniéndose valores muy similares para diferentes v_a en AG-TIII.

Tabla 5.2. Coeficientes de flicker reportados $c(10,85^\circ)$ obtenidos con los tres métodos de estimación de fase y las diferentes estrategias de filtrado. c_{ref} en negro, en rojo desviaciones de más del 10% con respecto a c_{ref} y en verde desviaciones menores del 2%.

BA	Método	Estrategia		
		NF	LF	ZPF
AG-TI	ZCD	6.13	7.02	7.07
	STFT	6.17	7.05	7.05
	HT	6.69	7.02	7.07
AG-TIII	ZCD	119.14	4.60	4.47
	STFT	4.64	4.61	4.47
	HT	10.52	4.60	4.47

COMPORTAMIENTO DE DIFERENTES IMPLEMENTACIONES DE LA ESTIMACIÓN DE LA FASE EN FUNCIONAMIENTO CONTINUO

El estudio comparativo con respecto a los valores de referencia se realiza utilizando las combinaciones resultantes de métodos de estimación de fase (ZCD, STFT y HT) y estrategias de prefiltrado (NF, LF y ZPF). Se muestran solamente los resultados obtenidos con $\psi_k = 85^\circ$ y $v_a = 10$ m/s.

La Tabla 5.2 recoge los valores del coeficiente reportado $c(10,85^\circ)$ para todos los métodos y estrategias de prefiltrado. El valor de referencia se ha resaltado en negro (ZCD-ZPF). Además, se resaltan en rojo los que tienen una desviación superior al 10% con respecto al valor de referencia y en verde los que están por debajo del 2% de desviación.

Cuando no se aplica filtrado previo a la estimación (NF), en general los métodos presentan desviaciones muy importantes. El método ZCD presenta desviaciones inaceptables en el AG-TIII, provocadas por la distorsión en la forma de onda debido a la característica espectral de $u_m(t)$ que se traduce en la existencia de múltiples pasos por cero. Los métodos HT y STFT presentan también desviaciones importantes en ambas BA_{cont} . Lo que más afecta a los métodos HT

y STFT es el contenido armónico e interarmónico en torno a la frecuencia fundamental que agrava el problema de la dispersión espectral.

Aplicando la estrategia LF, los coeficientes reportados se aproximan mejor a la referencia en el caso del AG-TI (0.7% de desviación máxima) que en el AG-TIII (3.1% de desviación máxima). La estrategia de prefiltrado LF introduce mayor distorsión de fase cuanto más alejada se encuentre la frecuencia fundamental de la tensión $u_m(t)$ de la frecuencia nominal de red, 50 Hz, a la que se ha diseñado el filtro paso banda. En el caso del AG-TIII está un poco más alejada que en el del AG-TI.

Con la estrategia de prefiltrado ZPF se reduce considerablemente la desviación, siendo el peor caso de 0.3% en el AG-TI con STFT. El mismo comportamiento se produce para los otros valores de ψ_k (30°, 50° y 70°) y v_a (6, 7.5 y 8.5 m/s).

5.1.2 OPERACIONES DE CONEXIÓN

En las operaciones de conexión, tanto en las de arranque como en las de cambio entre generadores, se produce una transición en el comportamiento del aerogenerador. El instante de la transición genera formas de onda en tensión y corriente particulares que, a su vez, tienen efectos sobre la emisión y, por tanto, sobre la medida del flicker. De hecho, el estándar considera un procedimiento para la medida del flicker diferente para las operaciones de conexión que para el funcionamiento continuo. En este caso, se definen dos parámetros para evaluar las fluctuaciones de tensión, el factor de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$ y el factor de variación de flicker $k_u(\psi_k)$. El primero mide las fluctuaciones de tensión desde el punto de vista de la molestia, ya que utiliza el medidor de flicker IEC del estándar IEC 61000-4-15, mientras que el segundo lo hace desde el punto de vista de la variación máxima que experimenta la tensión. A partir de aquí, para permitir una explicación fluida, se mostrarán únicamente los resultados del factor de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$ para evaluar el nivel de flicker generado durante las operaciones de conexión.

De manera similar al análisis realizado en funcionamiento continuo, el análisis del efecto de la tarea de estimación durante

las operaciones de conexión del aerogenerador se estudia en tres pasos. El primero de ellos es estudiar la evolución del espectro de la tensión $u_m(t)$ durante la operación de conexión utilizando tramos de 10 segundos, uno por cada una de las tres BA de operaciones de conexión descritas en el Capítulo 3. El segundo paso es evaluar la característica flicker de cada BA con el método de referencia ZCD-ZPF. Finalmente, el tercer paso es comparar los resultados obtenidos utilizando los demás métodos de estimación de fase con respecto a los valores de referencia.

CARACTERÍSTICAS DE LA TENSIÓN $u_m(t)$ DURANTE LAS OPERACIONES DE CONEXIÓN

Para analizar las características espectrales de la tensión $u_m(t)$ durante las operaciones de conexión se han seleccionado tres tramos de $T_p = 10$ s, uno por cada BA de operaciones de conexión disponible. En el AG-TI se analizan una operación de arranque y una de cambio entre generadores, mientras que en el AG-TIII se analiza una operación de arranque. Se muestra el resultado de aplicar el procedimiento de medida del estándar para un ángulo de impedancia de red $\psi_k = 85^\circ$.

El tramo del AG-TI correspondiente a la operación de arranque tiene una velocidad de viento media de 4 m/s, mientras que el de cambio entre generadores es de 6.7 m/s. La velocidad de viento media del tramo del AG-TIII es de 3.13 m/s. La Figura 5.6 muestra el valor RMS de la tensión $u_m(t)$ para los tres casos estudiados.

En la Figura 5.6 se aprecia que las dos operaciones de conexión del AG-TI comienzan hacia el segundo 3 y tienen una duración alrededor de 1.5 segundos. A pesar de que el valor RMS de la tensión presenta un comportamiento similar en ambas operaciones, se observa que la excursión de la tensión es más pronunciada en el caso de la operación de cambio entre generadores. Es previsible por tanto, que los valores de k_f medidos sean también mayores. La operación de arranque del AG-TIII presenta un comportamiento en el valor RMS de la tensión diferente al caso del AG-TI. Pasado el segundo 4 del tramo se aprecia que la tensión crece bruscamente y medio segundo después se aprecia una caída de pequeña magnitud que se recupera inmediatamente.

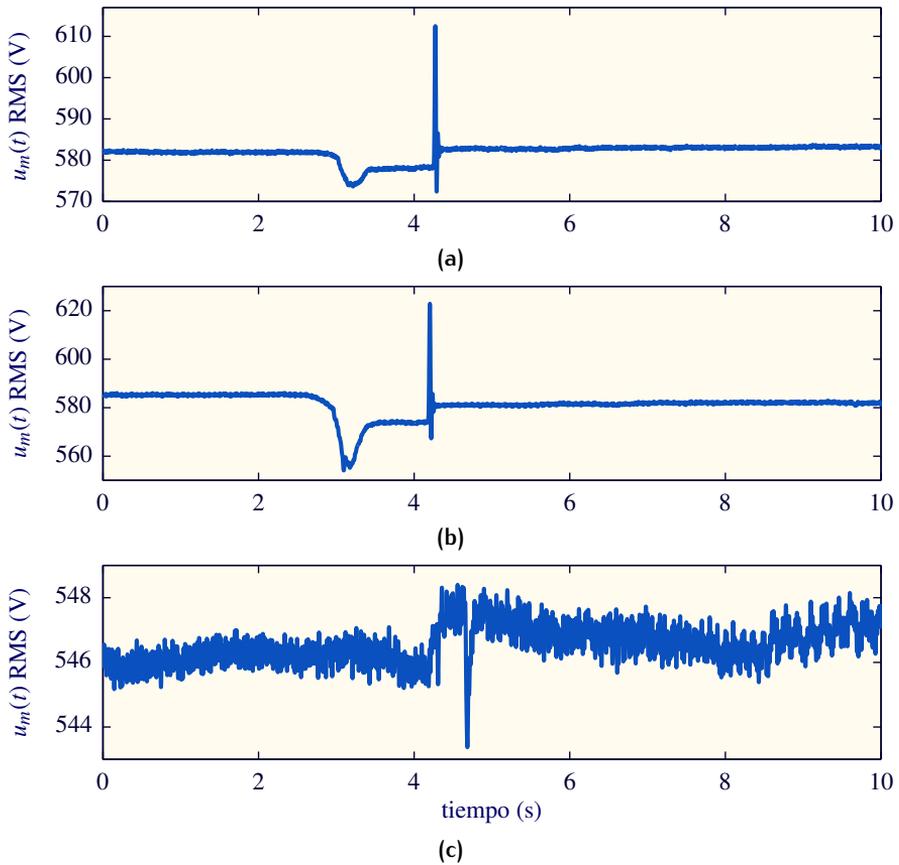


Figura 5.6. Valor RMS de la tensión $u_m(t)$ en las operaciones de conexión de los aerogeneradores. (a) Operación de arranque del AG-TI. (b) Operación de cambio entre generadores del AG-TI. (c) Operación de arranque del AG-TIII.

Por otro lado, se observa que contiene importantes componentes de alta frecuencia que no contenía la amplitud de la tensión del AG-TI.

Aplicando a los tres tramos el procedimiento de medida de flicker en operaciones de conexión, combinando los tres métodos de estimación de fase y las tres estrategia de prefiltrado, se obtienen los valores de $k_f(85^\circ)$ mostrados en la Figura 5.7.

Cuando no se utiliza ninguna estrategia de prefiltrado (NF) los valores de k_f presentan desviaciones muy importantes entre métodos. La máxima desviación con respecto a la media entre los tres métodos es de 104 %, 36 % y 150 %, para HT en los tramos a los que se refiere

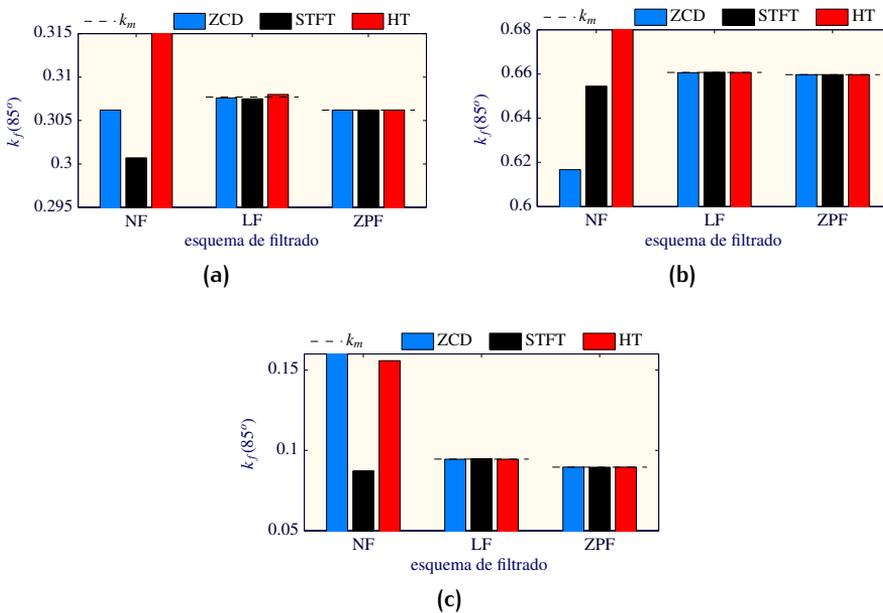


Figura 5.7. Factores de flicker escalonado $k_f(85^\circ)$ de los tramos de operaciones de conexión estudiados. Se muestran diferentes métodos de estimación de fase (ZCD, STFT y HT) y diferentes estrategias de prefiltrado (NF, LF y ZPF). (a) Operación de arranque del AG-TI. (b) Operación de cambio entre generadores del AG-TI. (c) Operación de arranque del AG-TIII.

(a) y (b) y para ZCD en (c). Las medias k_m en estos casos no se representan en las gráficas por razones de escala.

Si analizamos la evolución temporal del comportamiento frecuencial de las correspondientes tensiones $u_m(t)$, utilizando los espectrogramas de la Figura 5.8, se puede observar que la tensión presenta importantes cambios en sus componentes frecuenciales durante las operaciones de conexión. Estos cambios afectan por tanto a la fiabilidad de los métodos.

En el espectrograma se observa que en el intervalo de 2 s que dura la operación de arranque del AG-TI, entre el segundo 2.1 y el 4.1, aproximadamente, se generan multitud de componentes frecuenciales que no estaban durante la operación continua del aerogenerador. Estas componentes frecuenciales provocan que los métodos proporcionen resultados imprecisos, sin embargo, en este caso los métodos ZCD y STFT no se ven tan afectados como HT.

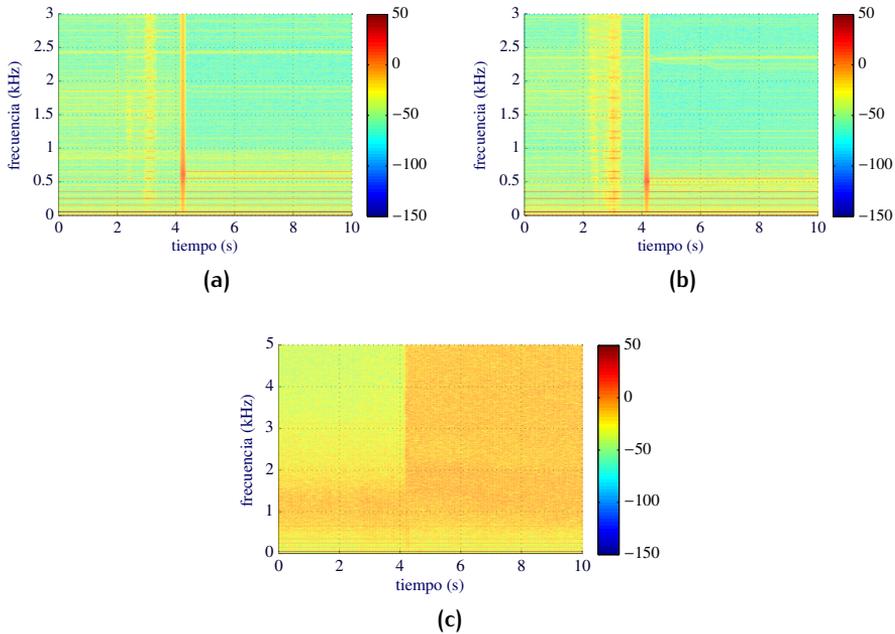


Figura 5.8. Espectrograma (en dB) de la tensión $u_m(t)$ de las operaciones de conexión. (a) Operación de arranque del AG-TI. (b) Operación de cambio entre generadores del AG-TI. (c) Operación de arranque del AG-TIII.

De igual manera el espectro de $u_m(t)$ en la operación de cambio entre generadores del AG-TI muestra componentes frecuenciales hasta 3 kHz, lo que genera imprecisión en los métodos, especialmente en HT.

Para la operación de arranque del AG-TIII, se observa un espectro totalmente diferente a los observados en el AG-TI. Descartando la frecuencia fundamental de 50 Hz y los primeros armónicos impares (150, 250 y 350 Hz), no se aprecian componentes frecuenciales particulares ni antes, ni durante, ni después de la operación de arranque. Sin embargo, sí que se aprecia el instante de transición que marca la operación de arranque, a partir del cual el ancho de banda de $u_m(t)$ crece. Pevio a la operación de arranque la banda frecuencial más marcada está entre 0.5 y 1.7 kHz. Tras la transición ese ancho de banda crece y abarca desde los 0.5 kHz hasta más allá de los 3 kHz. La presencia de estas componentes frecuenciales provoca imprecisión en los métodos, especialmente en ZCD y HT.

Por tanto, las desviaciones que experimentan los métodos sin estrategia de prefiltrado son causadas por las componentes frecuenciales que generan las operaciones de conexión en la tensión $u_m(t)$, y que afectan de manera diferente a cada uno de los métodos.

Cuando se utiliza una estrategia LF, la operación de arranque del AG-TI presenta una desviación máxima con respecto a la media de los tres métodos ($k_m(85^\circ) = 0.3077$) de 0.1 %, es decir, los tres métodos convergen hacia un mismo valor. Para el caso de la operación de cambio entre generadores, los tres métodos convergen con una desviación del 0.01 % con respecto a la media entre ellos. Finalmente, en la operación de arranque del AG-TIII, los tres métodos convergen con desviaciones máximas de 0.1 % entre ellos.

En general, con la estrategia LF se da una convergencia muy buena debido principalmente a que la media de la frecuencia fundamental de $u_m(t)$ presenta en los tres casos desviaciones con respecto a 50 Hz menores del 0.04 %, con desviaciones estándar también menores de 0.0015.

Al utilizar la estrategia ZPF todos los métodos convergen a los mismos valores de k_f con desviaciones menores del 0.01 %.

CARACTERÍSTICA FLICKER EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

Los valores de $k_f(\psi_k)$ de referencia se han calculado de acuerdo al estándar IEC 61400-21, utilizando el método ZCD-ZPF y un valor de SCR = 50. Los resultados se utilizarán para comparar los diferentes métodos de estimación de fase utilizados.

La Tabla 5.3 muestra el valor medio y entre paréntesis los percentiles 95 y 99 de los $k_{f_{ref}}(\psi_k)$ calculados para las tres BA de operación de conexión. De acuerdo con el estándar el $k_f(\psi_k)$ reportado es el valor medio, de ahí que se resalte en negrita dentro de las tablas.

Se aprecia que el valor medio de k_f crece con ψ_k para las dos BA del AG-TI, y que la BA_{bt} tiene unos factores k_f mayores que la BA_{on}, tal y como se había predicho a partir de las excursiones de la tensión observadas en la Figura 5.6.

Tabla 5.3. Factores de flicker escalonado reportado $k_{f_{ref}}(\psi_k)$ obtenidos con el método ZCD-ZPF y un valor de SCR = 50 para las tres BA de operaciones conexión: valor medio (percentil 95 - percentil 99). (a) BA_{on} AG-TI. (b) BA_{bt} AG-TI. (c) BA_{on} AG-TIII.

(a)		(b)	
ψ_k	$k_f(\psi_k)$	ψ_k	$k_f(\psi_k)$
30°	0.1253 (0.1432- 0.1509)	30°	0.2929 (0.4339- 0.4582)
50°	0.1927 (0.2345- 0.2450)	50°	0.4594 (0.7390- 0.7836)
70°	0.2436 (0.3091- 0.3213)	70°	0.5909 (1.0042- 1.0659)
85°	0.2583 (0.3312- 0.3447)	85°	0.6321 (1.0942- 1.1647)

(c)	
ψ_k	$k_f(\psi_k)$
30°	0.0727 (0.1078- 0.1160)
50°	0.0760 (0.1141- 0.1223)
70°	0.0723 (0.1080- 0.1080)
85°	0.0649 (0.0951- 0.0951)

La BA_{on} de AG-TIII genera factores de menor valor que la BA_{on} de AG-TI, mientras que la relación de k_f en función de ψ_k describe una variación con máximos en 50° y mínimos en 85°.

COMPORTAMIENTO DE DIFERENTES IMPLEMENTACIONES DE LA ESTIMACIÓN DE LA FASE EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

La Tabla 5.4 muestra los valores reportados del factor de flicker escalonado k_f utilizando los diferentes métodos de estimación de fase en combinación con las estrategias de prefiltrado para un $\psi_k = 85$. Cada una de las filas se corresponde con una de las BA de operaciones de conexión.

No utilizar estrategia de filtrado previo a la estimación (NF) repercute en valores reportados con desviaciones muy importantes con respecto a los valores de referencia, resaltados en negro en

Tabla 5.4. Factores de flicker escalonado reportados $k_f(85^\circ)$ obtenidos con los tres métodos de estimación de fase y las diferentes estrategias de filtrado. $k_{f,ref}(85^\circ)$ en negro, desviaciones respecto al mismo superiores al 10% en rojo, desviaciones inferiores al 1% en verde.

BA	Método	Estrategia		
		NF	LF	ZPF
BA_{on} AG-TI	ZCD	0.2541	0.2582	0.2583
	STFT	0.2551	0.2581	0.2583
	HT	0.8105	0.2583	0.2583
BA_{bt} AG-TI	ZCD	0.5704	0.6316	0.6321
	STFT	0.6284	0.6317	0.6321
	HT	0.4596	0.6317	0.6321
BA_{on} AG-TIII	ZCD	1.1598	0.0650	0.0649
	STFT	0.0677	0.0651	0.0649
	HT	0.1695	0.0648	0.0649

la tabla. Especialmente significativo es el mal comportamiento del método HT que genera desviaciones en las tres BA de más del 20%. La desviación del método ZCD en la BA_{on} del AG-TIII también es significativamente alto. De la misma manera que en funcionamiento continuo, la desviación del método ZCD sin filtrar es debida a la distorsión que las componentes de alta frecuencia producen en la forma de onda, generando múltiples pasos por cero. El método STFT tiene menos desviación que los otros dos, sin embargo alcanza una desviación del 4% en la BA_{on} del AG-TIII debido a las componentes frecuenciales cercanas a la fundamental.

Aplicando la estrategia LF los tres métodos alcanzan valores similares entre ellos, levemente desviados del valor de referencia. Esta desviación no supera el 0.4% en ninguno de los casos analizados. Este buen comportamiento se debe principalmente a que en el tiempo de duración de una operación de conexión la variación que sufre la frecuencia no es suficientemente importante como para verse reflejado a través del valor medio en los factores k_f reportados.

En general, las desviaciones desaparecen cuando se aplica la estrategia ZPF con cualquiera de los métodos de estimación de fase. El efecto cuando se utilizan los otros valores de ψ_k es idéntico al descrito para el caso de 85° .

5.1.3 CONCLUSIONES

El procedimiento de medida de flicker en aerogeneradores IEC 61400-21 no especifica cómo ha de realizarse la tarea de estimación de la fase de la componente fundamental de la tensión medida $u_m(t)$, dejando suficientes grados de libertad en su implementación como para generar grandes divergencias en los resultados de la medida.

El estudio realizado ha permitido comprobar la magnitud de dichas divergencias en escenarios reales, corroborando las hipótesis planteadas al trabajar con señales simuladas en el Capítulo 4. Además, se ha comprobado satisfactoriamente en escenarios reales el desempeño de las estrategias propuestas en el Capítulo 4 para minimizar las divergencias.

La tensión $u_m(t)$ tiene que ser filtrada antes de la estimación de la fase para reducir los efectos de las posibles perturbaciones que ésta contenga, reduciendo así las divergencias entre métodos. Sin embargo, cualquier estrategia de prefiltrado no es suficiente para asegurar que las divergencias se minimizan y que la medida arroja resultados precisos. Se ha comprobado que la estrategia LF introduce distorsión de fase y que a pesar de minimizar las divergencias entre métodos puede arrojar resultados imprecisos cuando la frecuencia de la tensión $u_m(t)$ no es exactamente la fundamental. Este problema es más significativo en operación continua que en las operaciones de conexión, debido principalmente a que en el corto periodo de tiempo que dura una operación de conexión la frecuencia varía poco en comparación con los 10 minutos considerados en el análisis de operación continua. En cualquier caso, para minimizar realmente las desviaciones entre métodos y, por tanto, obtener valores de coeficiente de flicker convergentes y precisos, la tensión $u_m(t)$ tiene que ser filtrada sin introducir ningún retardo de fase utilizando la estrategia ZPF.

5.2 DERIVACIÓN DIGITAL DE LA CORRIENTE $i_m(t)$

Los valores de los coeficientes de flicker también pueden presentar desviaciones importantes debidas a la implementación digital que se haga de la tarea de derivación de la corriente $i_m(t)$. El ancho de banda de derivación b_d y la característica lineal del retardo de fase introducido por el filtro derivador son los aspectos clave. Los efectos de ambos factores están directamente relacionados con la frecuencia de muestreo que se utilice en el procesado y con las características frecuenciales de $i_m(t)$.

En esta sección se va a analizar el efecto que la derivación digital tiene en la medida del flicker en escenarios reales. En primer lugar cuando el aerogenerador se encuentra en funcionamiento continuo y posteriormente durante las operaciones de conexión. Finalmente, se resumen las principales conclusiones del análisis.

Todo el estudio con respecto a la derivación se realiza para un valor de SCR = 20, ya que con este valor las desviaciones en el cálculo de la derivada de $i_m(t)$ afectan en mayor medida a la construcción de la tensión $u_{fic}(t)$, debido a que los valores de R_{fic} y L_{fic} son los mayores posibles, en el rango que sugiere la norma.

5.2.1 FUNCIONAMIENTO CONTINUO

En primer lugar se analiza el efecto de la tarea de derivación cuando el aerogenerador está en funcionamiento continuo estudiando el espectro de la corriente $i_m(t)$, utilizando para ello los mismos registros de 10 minutos utilizados en el análisis de la estimación de fase en la Sección 5.1.1. A continuación, se obtiene la característica flicker de referencia de cada una de las BA utilizando para ello un filtro derivador de longitud $M = 99$, cuyos coeficientes se han obtenido utilizando el desarrollo en serie de Taylor. Finalmente, se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos al utilizar diferentes implementaciones del derivador, con respecto a los valores de referencia.

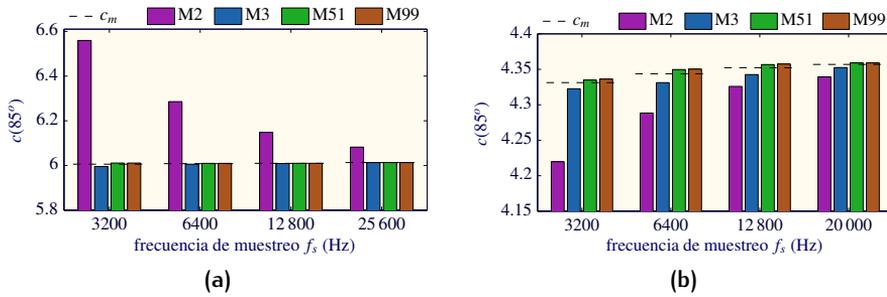


Figura 5.9. Coeficientes de flicker $c(85^\circ)$ de los tramos de funcionamiento continuo utilizando diferentes longitudes M de filtro derivador y frecuencias de muestreo f_s . (a) AG-TI. (b) AG-TIII.

CARACTERÍSTICAS DE LA CORRIENTE $i_m(t)$ EN FUNCIONAMIENTO CONTINUO

Para cada uno de los tramos estudiados se aplica el procedimiento de medida de flicker utilizando un ángulo de impedancia de red $\psi_k = 85^\circ$. La derivación de la corriente se realiza mediante filtros derivadores de diferentes longitudes ($M = 2, 3, 51$ y 99) y empleando varias frecuencias de muestreo f_s .

La Figura 5.9 muestra los valores de $c(85^\circ)$ obtenidos en cada caso, la gráfica (a) para el AG-TI y la (b) para el AG-TIII.

Utilizando el filtro derivador de longitud $M = 2$ se aprecia una importante diferencia con los valores obtenidos con filtros de longitud M impar, cuya media c_m se marca en la gráfica mediante una línea discontinua. En el AG-TI, para una $f_s = 3200$ Hz la desviación del coeficiente con respecto a la media de los derivadores de longitud impar ($c_m = 6$) es del 9.21%, mientras que en el AG-TIII es del 2.6% para $c_m = 4.33$. Según se aumenta la frecuencia de muestreo esta diferencia disminuye considerablemente hasta alcanzar con $f_s = 25600$ Hz el 1.15% en el AG-TI y con $f_s = 20000$ Hz el 0.4% en el AG-TIII. Se comprueba efectivamente que el error debido al retardo de fase introducido por los derivadores de longitud par disminuye en la medida que aumentamos la frecuencia de muestreo, pero no puede ser totalmente eliminado.

Cuando se utiliza un filtro derivador de longitud impar la máxima desviación con respecto a c_m es de 0.17% en el AG-TI y 0.2% en el

AG-TIII, en ambos casos para $f_s = 3200$ Hz. La influencia de f_s en los valores $c(85^\circ)$ medidos en el AG-TI es muy pequeña, mientras que en el AG-TIII se observa que en la medida que f_s aumenta los valores de $c(85^\circ)$ medidos también van aumentando.

Estos efectos se pueden explicar analizando las características frecuenciales de la corriente $i_m(t)$. La Figura 5.10 muestra las características frecuenciales de las corrientes $i_m(t)$ del AG-TI y del AG-TIII. Para el tramo del AG-TI se observa que la corriente $i_m(t)$ presenta un armónico a 350 Hz con una amplitud importante, del 6.98 %, pudiendo considerarse que presenta un ancho de banda de señal hasta el armónico 14° (700 Hz). En cambio para el tramo del AG-TIII se observa que la corriente tiene un ancho de banda mucho más elevado, aunque las componentes frecuenciales más importantes se encuentren hasta 1.5k Hz.

El filtro derivador de longitud $M = 3$ a una $f_s = 3200$ Hz presenta un ancho de banda aproximado $b_d = 288$ Hz, tal y como se puede observar en la Figura 4.11, lo que imposibilita derivar correctamente todas las componentes frecuenciales de $i_m(t)$ en cualquiera de los dos escenarios, de ahí las diferencias con respecto a los otros dos derivadores de longitud impar. En la medida que aumentamos f_s aumenta el b_d de los filtros y por tanto se derivan adecuadamente cada vez más componentes frecuenciales de $i_m(t)$. En el caso del AG-TIII, incluso los derivadores de longitud grande no son capaces de derivar adecuadamente todas las componentes frecuenciales de $i_m(t)$ cuando se trabaja con f_s bajas, de ahí que el valor de $c(85^\circ)$ medido crezca mejorando su precisión cuando lo hace f_s .

CARACTERÍSTICA FLICKER DE REFERENCIA

Los valores de $c_{ref}(\psi_k)$ se han calculado de acuerdo al estándar IEC 61400-21 utilizando para derivar la corriente $i_m(t)$ el derivador de longitud $M = 99$ y un valor de $SCR = 20$. A continuación se presentan los resultados para el ángulo $\psi_k = 85^\circ$, el Anexo A muestra la característica para los cuatro valores de ψ_k .

La Figura 5.11 muestra los coeficientes flicker $c_{ref}(85^\circ)$ y la Tabla 5.5 recoge los valores de los coeficientes flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ para las dos BA_{cont} , la del AG-TI y la del AG-TII.

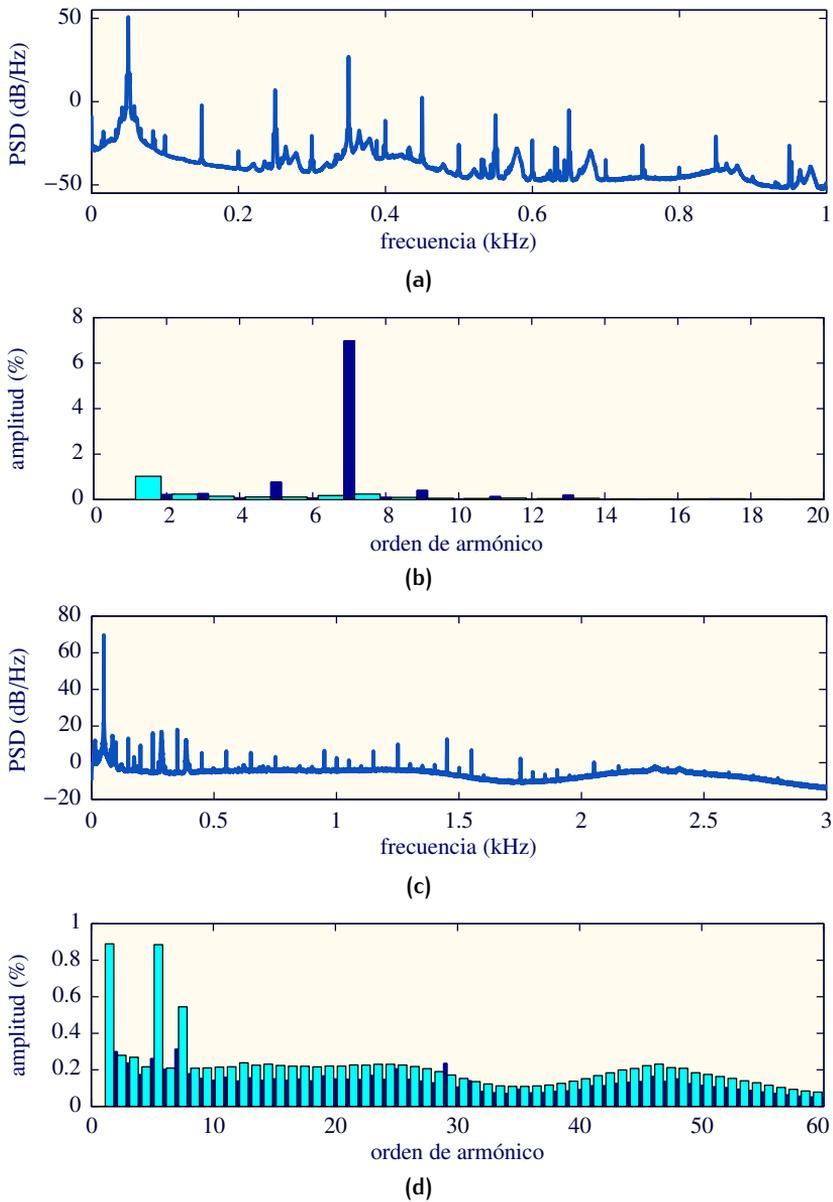


Figura 5.10. Características espectrales de la corriente $i_m(t)$ de los tramos de funcionamiento continuo de AG-TI y AG-TIII. (a) PSD de AG-TI. (b) Grupos armónicos e interarmónicos como porcentaje de la fundamental de AG-TI. (c) PSD de AG-TIII. (d) Grupos armónicos e interarmónicos como porcentaje de la fundamental de AG-TIII.

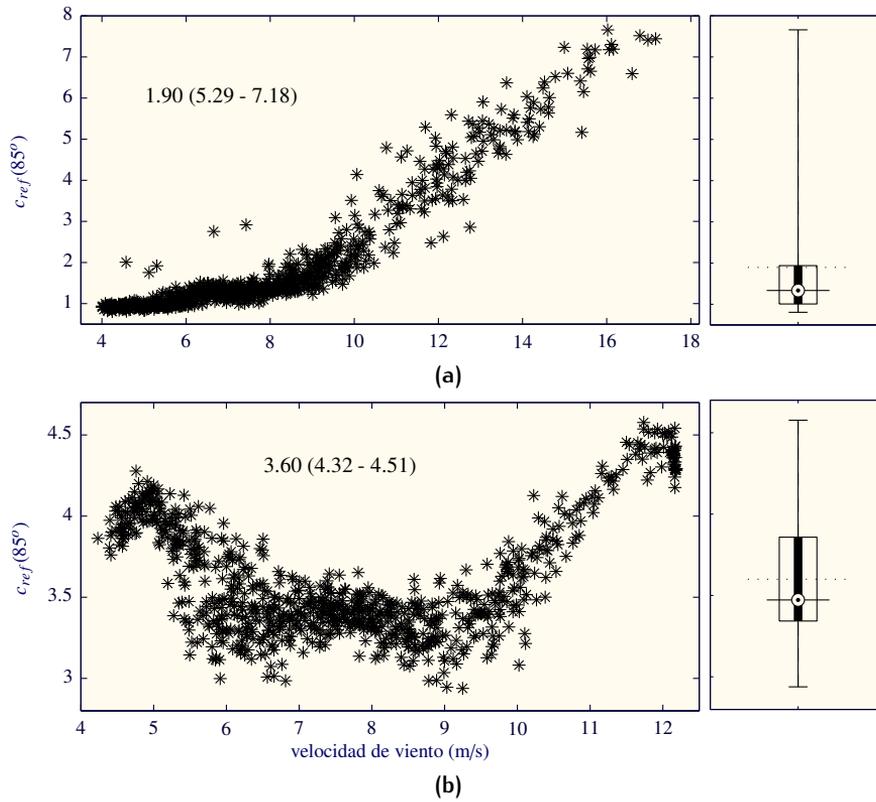


Figura 5.11. Coeficientes $c_{ref}(85^\circ)$ de referencia para las dos BA_{cont} , utilizando una derivada con aproximación de Taylor de longitud $M = 99$ y $SCR = 20$. (a) Aerogenerador AG-TI. (b) Aerogenerador AG-TIII

Tabla 5.5. Coeficientes de flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ obtenidos con una derivada con aproximación de Taylor de longitud $M = 99$ y $SCR = 20$ para las dos BA_{cont} . (a) Aerogenerador AG-TI. (b) Aerogenerador AG-TIII.

(a)					(b)				
v_a (m/s)	ψ_k				v_a (m/s)	ψ_k			
	30°	50°	70°	85°		30°	50°	70°	85°
6.0	8.68	4.06	3.38	6.52	6.0	4.73	4.99	4.86	4.49
7.5	9.63	4.40	3.62	7.19	7.5	4.76	5.02	4.89	4.52
8.5	9.71	4.42	3.65	7.31	8.5	4.77	5.02	4.90	4.52
10.0	9.88	4.56	3.66	7.41	10.0	4.81	5.05	4.92	4.52

La BA_{cont} del AG-TI presenta una tendencia de crecimiento de los valores de $c(85^\circ)$ con respecto al viento idéntico al presentado en el estudio de la estimación de la fase (ver Figura 5.5), y con unas distribuciones estadísticas muy similares. En general los valores de $c(85^\circ)$ para $SCR = 20$ son levemente superiores. Comparando los $c(v_a, \psi_k)$ reportados con respecto a los obtenidos con $SCR = 50$ (ver Tabla 5.1) se observa que para los ángulos bajos, $\psi_k = 30^\circ$ y 50° , ha disminuido el valor, mientras que para los ángulos altos, $\psi_k = 70^\circ$ y 85° , ha crecido.

Para la BA_{cont} del AG-TIII, en velocidades de viento bajas, se observan diferencias importantes respecto al caso del estudio de la estimación de la fase con $SCR = 50$. Entre las velocidades de viento 4 y 6 m/s los valores de $c(85^\circ)$ son mayores aquí, que los obtenidos para $SCR = 50$. Para velocidades mayores de 6 m/s el comportamiento es idéntico al mencionado en el estudio de la estimación de la fase. Esa diferencia en las velocidades de viento bajas hace que la distribución estadística presente una mayor dispersión entre los percentiles 25 y 75. En general los valores reportados, $c(v_a, \psi_k)$ en este caso con respecto a los reportados con $SCR = 50$ son levemente inferiores para los ángulos $\psi_k = 30^\circ$, 50° y 70° , mientras que para $\psi_k = 85^\circ$ crecen un poco.

COMPORTAMIENTO DE DIFERENTES IMPLEMENTACIONES DE LA DERIVADA EN FUNCIONAMIENTO CONTINUO

El estudio comparativo entre diferentes implementaciones de la tarea de derivación de la corriente $i_m(t)$ se realiza utilizando los filtros derivadores de longitudes $M = 2, 3, 51$ y 99 . Los registros de la BA_{cont} del AG-TI están muestreados a $25\,600$ Hz y a $20\,000$ Hz los del AG-TIII. Además de estas frecuencias de muestreo originales, el análisis del comportamiento de los filtros derivadores se realiza a otras tres frecuencias de muestreo $f_s = 3200, 6400$ y $12\,800$ Hz, obtenidas aplicando un remuestreo de los registros a partir de las f_s originales.

La Tabla 5.6 muestra los valores de los coeficientes reportados $c(10, 85^\circ)$ para todas las combinaciones de M y f_s , resaltando en rojo

Tabla 5.6. Coeficientes de flicker reportados $c(10,85^\circ)$ obtenidos con diferentes derivadores de longitud M a varias f_s . c_{ref} en negro, en rojo desviaciones de más del 4% con respecto a c_{ref} y en verde desviaciones menores del 0%.

BA	f_s	Longitud del filtro			
		M=2	M=3	M=51	M=99
AG-TI	3200	8.04	7.40	7.41	7.41
	6400	7.73	7.41	7.41	7.41
	12 800	7.57	7.41	7.41	7.41
	25 600	7.50	7.42	7.42	7.42
AG-TIII	3200	4.39	4.49	4.51	4.51
	6400	4.46	4.50	4.52	4.52
	12 800	4.50	4.52	4.52	4.52
	20 000	4.50	4.52	4.52	4.52

las que presentan desviaciones mayores del 4% y en verde las que no presentan desviación alguna.

El peor caso lo presenta el derivador de longitud $M = 2$. Cuando f_s es 3200 Hz, este derivador presenta una desviación del 8.4% en el AG-TI y del 3% en el AG-TIII. En la medida que se aumenta f_s las desviaciones van disminuyendo. El problema de los filtros derivadores de longitud M par es que presentan el problema del retardo de medio periodo de muestreo que introducen sobre la señal derivada, y que afecta a la sincronización de los sumandos que forman la tensión $u_{fic}(t)$. Los errores debidos a dicho problema no se pueden eliminar, solamente minimizar al aumentar f_s . Con el máximo valor de f_s , el coeficiente reportado sigue presentando una desviación del 1.1% en el AG-TI y del 0.4% en el AG-TIII.

Los filtros de longitud impar presentan desviaciones en los coeficientes reportados siempre menores que el derivador de longitud $M = 2$. Además, en la medida que se aumenta la longitud M del filtro la precisión mejora aún más, de la misma manera que si aumentamos f_s . Los coeficientes reportados de la Tabla 5.6, para el caso del AG-TIII, obtenidos con derivadores de longitudes impares grandes ($M = 51$ y 99) presentan desviaciones nulas para f_s mayor o igual a 6400 Hz.

Los filtros derivadores de longitud impar, solamente presentan el problema del ancho de banda. Por ejemplo, el filtro de longitud impar más sencillo de implementar, $M = 3$, tiene aproximadamente un b_d de 288 Hz cuando $f_s = 3200$ Hz y presenta unas desviaciones del coeficiente reportado que aún siendo bajas (del 0.3% para AG-TI y del 0.7% para AG-TIII) se deben a componentes frecuenciales de $i_m(t)$ fuera de la banda de derivación de este filtro. En la medida que aumentamos la longitud del filtro impar, el ancho de banda de derivación b_d crece y por tanto las componentes frecuenciales de $i_m(t)$ son derivadas de manera correcta, consiguiendo desviaciones prácticamente despreciables con respecto a la referencia.

5.2.2 OPERACIONES DE CONEXIÓN

Siguiendo el mismo esquema que en los casos anteriores, la tarea de derivación de $i_m(t)$ cuando el aerogenerador realiza una operación de conexión, se analiza en tres pasos. El primero de ellos, es estudiar la evolución de las características de la corriente $i_m(t)$ durante la operación de conexión. Para ello se utilizan los mismos tramos de 10 segundos utilizados en el análisis de la estimación de fase en las operaciones de conexión de la Sección 5.1.2. En segundo lugar, se obtiene los valores de referencia de las tres BA, utilizando para la tarea de derivación el filtro de longitud $M = 99$. Por último, se comparan las demás implementaciones de la tarea de derivación con respecto a estos resultados.

CARACTERÍSTICAS DE LA CORRIENTE $i_m(t)$ DURANTE LAS OPERACIONES DE CONEXIÓN

Para analizar el efecto de la derivada en el cálculo de los factores $k_f(\psi_k)$ durante las operaciones de conexión, se necesita conocer las características particulares que tiene la corriente $i_m(t)$ en dichos tramos.

El valor RMS de la corriente $i_m(t)$ de los tres tramos se muestra en la Figura 5.12. De arriba a abajo las gráficas se corresponden con la operación de arranque del AG-TI, la operación de cambio entre generadores también del AG-TI y la operación de arranque del AG-TIII.

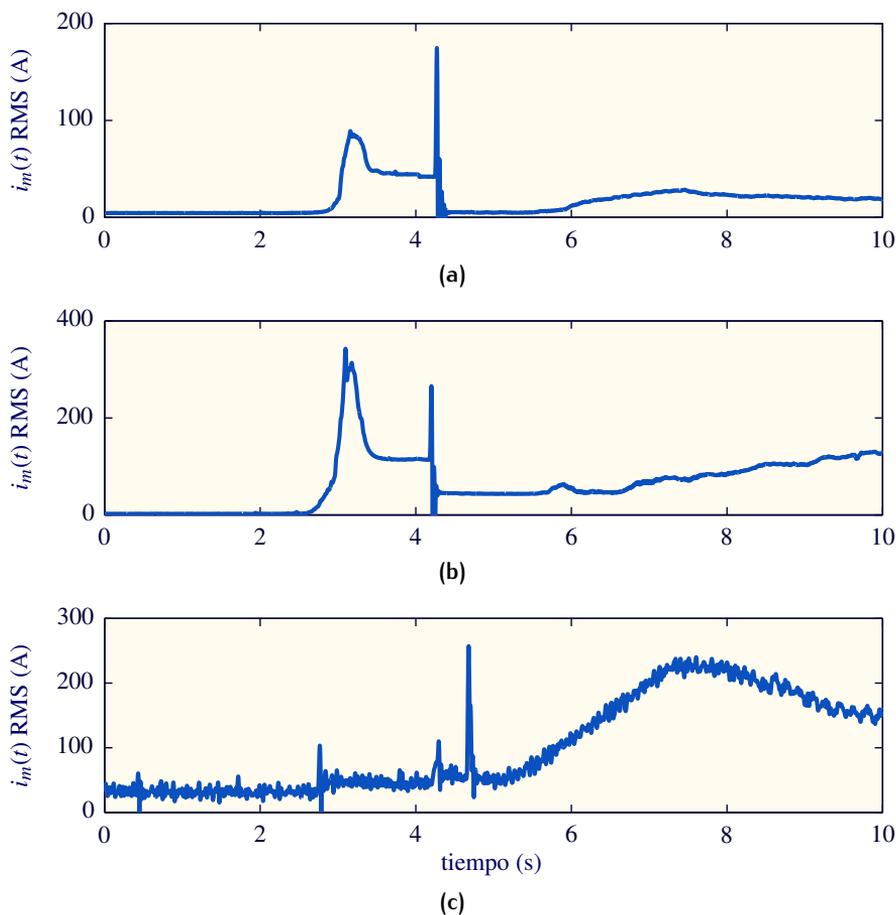


Figura 5.12. Amplitud de la corriente $i_m(t)$ de las operaciones de conexión de los aerogeneradores. (a) Operación de arranque del AG-TI. (b) Operación de cambio entre generadores del AG-TI. (c) Operación de arranque del AG-TIII.

Se observa que las operaciones de (a) y (b) transcurren en 1.5 segundos de duración a partir del segundo 3, mientras que la operación (c) parece ocurrir más instantáneamente entre el segundo 4 y 5. Los dos primeros casos presentan un comportamiento similar, con máximos de 180 y 350 A en la excursión de la amplitud, siendo superior en el caso de la operación de cambio entre generadores. La corriente en (c) contiene componentes de alta frecuencia que no están presentes en las corrientes del AG-TI, con un patrón de amplitud claramente diferente a las anteriores y con un valor máximo de 260 A.

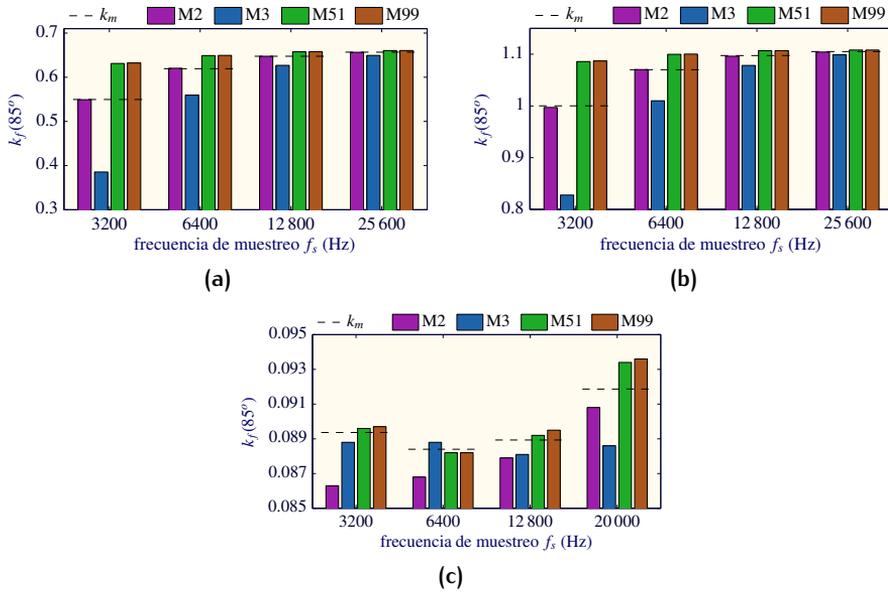


Figura 5.13. Factores $k_f(85^\circ)$ de las operaciones de conexión calculados utilizando cuatro filtros derivadores ($M = 2, 3, 51$ y 99) y diferentes f_s . (a) Operación de arranque del AG-TI. (b) Operación de cambio entre generadores del AG-TI. (c) Operación de arranque del AG-TIII.

Si se analizan los tramos según el procedimiento del estándar IEC 61400-21, se obtienen los valores de k_f en función de ψ_k . La Figura 5.13 muestra dichos valores para $\psi_k = 85^\circ$, cuando se utilizan los cuatro filtros derivadores de longitudes $M = 2, 3, 51$ y 99 , y diferentes f_s .

Para las dos BA de AG-TI, los dos derivadores de longitudes 51 y 99 presentan una gran convergencia, mientras que el de longitud $M = 3$ presenta el peor comportamiento para todas las f_s , incluso peor que el de longitud $M = 2$. En la medida que se aumenta f_s la convergencia de todos los derivadores mejora considerablemente y además, convergen hacia un valor de k_f más alto. El filtro de longitud $M = 2$ presenta el problema del retardo de medio periodo de muestreo, que se va reduciendo conforme aumenta f_s . La diferencia entre los resultados de la operación de arranque y la operación de cambio entre generadores del AG-TI es que en este último caso los valores medidos son mayores debido a que la excursión de la

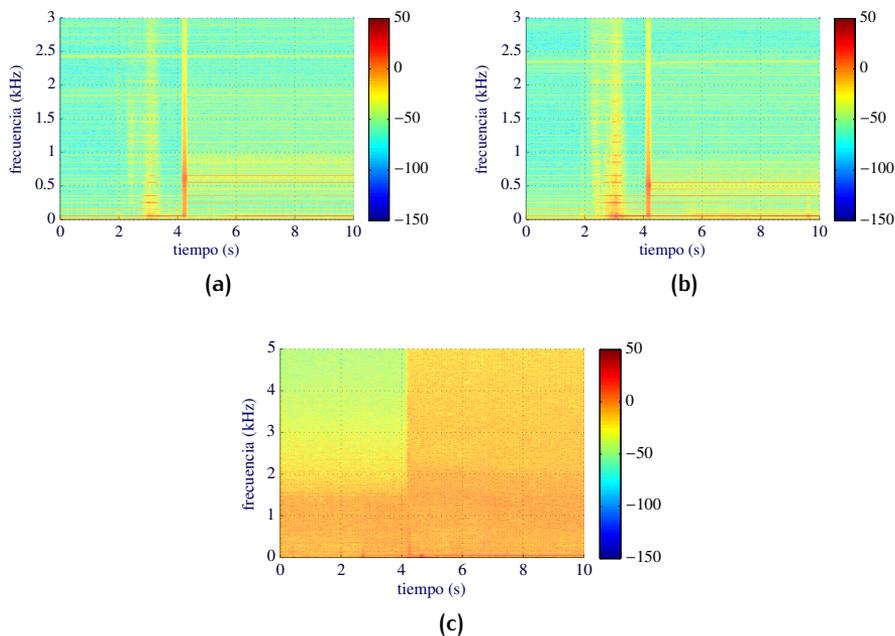


Figura 5.14. Espectrograma (en dB) de las corrientes $i_m(t)$ de las tres operaciones de conexión. (a) Operación de arranque del AG-TI. (b) Operación de cambio entre generadores del AG-TI. (c) Operación de arranque del AG-TIII.

amplitud de la corriente es mayor. Los resultados de la operación de arranque del AG-TIII son claramente inferiores a los obtenidos en el AG-TI.

Para justificar los resultados se analiza el comportamiento frecuencial de la corriente $i_m(t)$ durante las tres operaciones de conexión. La Figura 5.14 muestra los espectrogramas de cada una de las $i_m(t)$.

En las dos operaciones del AG-TI, gráficas (a) y (b), se observa que las características espectrales de la corriente van cambiando durante la operación de conexión. De hecho, aparecen nuevas componentes frecuenciales que previamente o posteriormente no están presentes, es decir, las operaciones de conexión en AG-TI hacen que la corriente $i_m(t)$ tenga un ancho de banda mayor. De hecho hay un instante, justo después del segundo 4, en el que la amplitud de las componentes frecuenciales de casi todo el espectro crece mucho. Si en operación

continua se considera que el ancho de banda de $i_m(t)$ es de 700 Hz, en la operación de conexión se ha de considerar al menos el ancho de banda que exige la norma, es decir 1.5 kHz.

Sin embargo, en la gráfica (c) del AG-TIII se aprecia una transición mucho más instantánea que en el AG-TI. Previamente a la operación de arranque, que hay múltiples componentes frecuenciales hasta 2-kHz, sin embargo, posterior a la operación aparecen múltiples componentes frecuenciales incluso hasta los 5 kHz. Es cierto que el estándar solo exige un ancho de banda de 1.5 kHz, sin embargo, en la medida que se aumenta f_s y por tanto aumenta el b_d de los filtros derivadores, se derivan adecuadamente más componentes frecuenciales, y el resultado es más preciso.

Ninguno de los filtros derivadores utilizados tiene un b_d mayor que 1.5 kHz a una $f_s = 3200$ Hz, por lo que ninguno de ellos obtiene buenos resultados de k_f a esa frecuencia. Por lo tanto, es necesario trabajar con frecuencias de muestreo mayores si se pretende obtener resultados precisos.

CARACTERÍSTICA FLICKER EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

Para cada una de las tres BA de operaciones de conexión se mide la característica flicker según el estándar IEC 61400-21 utilizando el filtro derivador de longitud $M = 99$ y $SCR = 20$, para utilizarlo posteriormente en la comparativa de filtros derivadores. La Tabla 5.7 muestra el valor medio, resaltado en negrita, y entre paréntesis los percentiles 95 y 99, para los cuatro ángulos de impedancia de red ψ_k . Según el estándar el valor que ha de reportarse es el valor medio.

Se aprecia que el valor medio de k_f crece con ψ_k para las dos BA del AG-TI, y que la operación de cambio entre generadores tiene unos factores medidos mayores que la operación de arranque. Como se mencionó en el estudio de la estimación de fase, en el AG-TIII la operación de arranque genera factores de menor valor que el AG-TI, y la relación de k_f en función de ψ_k describe una variación con máximos en 50° y mínimos en 85° . Con respecto a los valores de referencia en el estudio de estimación de fase, con $SCR = 50$, los valores aquí presentados crecen un poco en las dos BA

Tabla 5.7. Factores de flicker escalonado reportados $k_{f,ref}(\psi_k)$ obtenidos con el derivador de longitud $M = 99$ y un valor de $SCR = 20$ para las tres BA de operaciones de conexión. (a) BA_{on} del AG-TI. (b) BA_{bt} del AG-TI. (c) BA_{on} del AG-TIII.

(a)		(b)	
ψ_k	$k_f(\psi_k)$	ψ_k	$k_f(\psi_k)$
30°	0.1711 (0.2301- 0.2408)	30°	0.2925 (0.4330- 0.4565)
50°	0.3165 (0.4609- 0.4834)	50°	0.4591 (0.7384- 0.7834)
70°	0.4410 (0.6616- 0.6927)	70°	0.5908 (1.0043- 1.0657)
85°	0.4834 (0.7317- 0.7654)	85°	0.6321 (1.0942- 1.1648)

(c)	
ψ_k	$k_f(\psi_k)$
30°	0.0736 (0.1079- 0.1164)
50°	0.0798 (0.1167- 0.1255)
70°	0.0792 (0.1123- 0.1218)
85°	0.0727 (0.1012- 0.1081)

de arranque, mientras que disminuyen un poco en la BA de cambio entre generadores.

COMPORTAMIENTO DE DIFERENTES IMPLEMENTACIONES DE LA DERIVADA EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

El análisis comparativo de la característica flicker cuando se utilizan diferentes implementaciones del filtro derivador se realiza sobre las tres BA de operaciones de conexión descritas en el Capítulo 3. Las longitudes de los filtros derivadores utilizados son $M = 2, 3, 51$ y 99 . Los registros de las BA_{on} y BA_{bt} del AG-TI están muestreados a $25\,600$ Hz, mientras que los de la BA_{on} del AG-TIII a $20\,000$ Hz. De la misma manera que en funcionamiento continuo, además de estas frecuencias de muestreo originales, el análisis del comportamiento de los filtros derivadores se realiza con otras tres frecuencias de muestreo $f_s = 3200, 6400$ y $12\,800$ Hz. Se van a mostrar y comentar

Tabla 5.8. Factores de flicker escalonado reportados $k_f(85^\circ)$ obtenidos con diferentes derivadores de longitud M a varias f_s . c_{ref} en negro, en rojo desviaciones de más del 10% con respecto a c_{ref} y en verde desviaciones menores del 1%.

BA	f_s	Longitud del filtro			
		M=2	M=3	M=51	M=99
BA_{on} AG-TI	3200	0.4088	0.3054	0.4630	0.4639
	6400	0.4563	0.4161	0.4753	0.4756
	12 800	0.4742	0.4606	0.4812	0.4814
	25 600	0.4805	0.4758	0.4833	0.4834
BA_{bt} AG-TI	3200	0.5908	0.5310	0.6247	0.6249
	6400	0.6171	0.5966	0.6284	0.6285
	12 800	0.6270	0.6207	0.6312	0.6313
	25 600	0.6304	0.6285	0.6321	0.6321
BA_{on} AG-TII	3200	0.0626	0.0640	0.0646	0.0647
	6400	0.0632	0.0640	0.0643	0.0643
	12 800	0.0649	0.0640	0.0666	0.0670
	20 000	0.0688	0.0649	0.0724	0.0727

los resultados de $k_f(85^\circ)$ reportados con respecto a los valores de referencia.

Los valores reportados del factor de flicker escalonado k_f obtenidos utilizando varias longitudes M de filtro derivador y diferentes f_s para un $\psi_k = 85^\circ$ se muestran en la Tabla 5.8.

Los factores k_f reportados en función de los valores de M y f_s muestran que, en general, se cumple también para las operaciones de conexión que cuanto mayor sea la longitud y mayor la f_s se obtienen menores desviaciones con respecto al valor de referencia reportado.

En las operaciones de conexión debido a las componentes frecuenciales generadas durante la operación de conexión es necesario asegurar un ancho de banda de derivación mucho mayor que el que se requería en el funcionamiento continuo del aerogenerador. Es por esto que se requieren frecuencias de

muestreo mayores y derivadores de longitudes mayores para que las desviaciones sean del orden de las que se miden en funcionamiento continuo.

De todos los derivadores, el que presenta peor comportamiento es el de longitud $M = 3$. Utilizando una frecuencia de muestreo de 25 600 Hz se llega a entrar en el 1 % de desviación solamente en el caso de la BA_{bt} del AG-TI. Esto vuelve a señalar el problema del ancho de banda, ya que este derivador es el que menor b_d de los cuatro tiene, aproximadamente $0.09 \cdot f_s$. Incluso el derivador de longitud $M = 2$ (tiene un $b_d = 0.18 \cdot f_s$), para las dos BA del AG-TI, presenta mejores resultados que el de $M = 3$.

Cuando la corriente $i_m(t)$ presenta gran contenido armónico e interarmónico en altas frecuencias, como sucede durante las operaciones de conexión, una derivación precisa de todo el ancho de banda exige la utilización de f_s altas y filtros derivadores de gran longitud M .

5.2.3 CONCLUSIONES

El procedimiento de medida de flicker en aerogeneradores IEC 61400-21 no especifica cómo ha de realizarse la tarea de derivación de la corriente $i_m(t)$, permitiendo suficientes grados de libertad como para generar importantes divergencias en los resultados de la medida. El estudio realizado ha permitido cuantificar la magnitud de dichas divergencias en escenarios reales, confirmando las hipótesis planteadas a partir del estudio con señales simuladas. Además, se ha comprobado en escenarios reales el buen desempeño de las propuestas para minimizar las divergencias.

Las características frecuenciales de la corriente $i_m(t)$, tanto en funcionamiento continuo como durante las operaciones de conexión, determinan la fiabilidad de los diferentes derivadores. Los derivadores de longitud par introducen un retardo de medio periodo de muestreo sobre la derivada de la $i_m(t)$ que genera errores en la medida. Estos errores se reducen trabajando a frecuencias de muestreo mayores, sin embargo no pueden eliminarse por completo. Los derivadores de longitud impar, no presentan el problema del retardo de medio periodo de muestreo. Sin embargo, habrá que

asegurar que para la f_s de trabajo tienen un b_d suficiente para asegurar una correcta derivación de todo el ancho de banda de $i_m(t)$, o al menos los 1.5 kHz exigidos por la próxima edición 3 de la norma IEC 61400-21. En cualquier caso, optar por filtros derivadores de longitudes M impar grandes y trabajar a f_s elevadas minimiza los errores debidos a la tarea de derivación de la corriente.

Capítulo 6

PROTOCOLO DE PRUEBAS DE VERIFICACIÓN

A lo largo de los anteriores capítulos de esta tesis se ha demostrado que la actual edición del estándar IEC 61400-21 [38] presenta un problema importante en cuanto a la divergencia de los resultados entre distintas implementaciones del procedimiento de medida de flicker. Con el objetivo de proponer un mecanismo para reducir dichas divergencias y posibilitar que el procedimiento de medida arroje resultados convergentes entre diferentes implementaciones, se ha optado por el diseño de un conjunto de pruebas de verificación que pueda incluirse en el estándar y sea una herramienta eficiente para identificar implementaciones imprecisas.

El capítulo plantea la necesidad de un mecanismo que permita minimizar y acotar las divergencias y propone una solución basada en un protocolo de pruebas de verificación. Se desarrolla el marco analítico necesario para la definición de los requisitos de cada una de las pruebas, se describen las pruebas y finalmente, se demuestra

utilizando los registros del AG-TI y del AG-TIII, la utilidad del protocolo de pruebas.

6.1 NECESIDAD DE UN PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN

La causa principal de las divergencias entre distintas implementaciones es la falta de especificaciones concretas en el estándar IEC 61400-21 para diseñar las tareas involucradas en el primer bloque del procedimiento, denominado *red ficticia*.

Para reducir las divergencias en los resultados existen dos posibles vías de trabajo. Por un lado, se pueden definir las especificaciones del estándar con mayor detalle y precisión, estableciendo técnicas y ajustes de las mismas, de manera que los grados de libertad permitidos en la implementación sean mínimos. Por otro lado, se puede incluir en el estándar una serie de pruebas funcionales que permitan verificar la precisión de diferentes implementaciones, proporcionando mayor libertad de diseño.

El estándar IEC 61000-4-15 [40] experimentó una problemática similar. Varios trabajos alertaron de medidas divergentes ante fluctuaciones de tensión idénticas [53, 71] y, a partir de entonces, se dedicó un esfuerzo considerable en proponer una solución adecuada. El trabajo se orientó hacia la elaboración de pruebas de verificación y estuvo encabezado por el grupo de trabajo WG CCU2 de CIGRE/CIREN/UIE que elaboró pruebas para calibrar y verificar el medidor de flicker IEC [72]. Posteriormente, la edición 2 del estándar IEC 61000-4-15 incluyó en el año 2010 una serie de pruebas que permiten verificar si un medidor de flicker IEC es de clase F1, el de mayor precisión.

Actualmente, el grupo de mantenimiento TC88 MT21 del estándar IEC 61400-21 se encuentra en la elaboración de su edición 3 [73]. Entre sus objetivos está la mejora de la precisión en la medida de los parámetros de calidad, y en particular de la medida de las fluctuaciones de tensión o flicker. Alertados por los trabajos presentados en esta tesis sobre las divergencias en la medida y la problemática que presenta la definición actual del procedimiento de medida de flicker, se ha planteado como objetivo la incorporación de

Tabla 6.1. Parámetros característicos de la red y del aerogenerador simulados para el protocolo de pruebas de verificación.

Parámetro	Descripción	valor
ψ_k	Ángulo de impedancia de red	30°, 50°, 70° y 85°
f_0	Frecuencia fundamental de la red	50 Hz
SCR	Relación de potencias de cortocircuito	20 y 50
U_n	Tensión nominal entre fases	12 kV
I_n	Corriente nominal	144 A
S_n	Potencia aparente asignada	3 MVA

una serie de pruebas de verificación para mejorar la precisión de los medidores.

6.2 MARCO ANALÍTICO

El protocolo propuesto en esta tesis se fundamenta en tres aspectos: la definición de un aerogenerador y unas condiciones de red simulados, el planteamiento de modelos para las señales de tensión y corriente de entrada y la implementación precisa del procesado involucrado en los dos primeros bloques del procedimiento de medida del flicker, la red ficticia y el medidor de flicker IEC. Todo ello se utiliza para obtener los valores de los parámetros característicos de las señales de entrada que generan el valor de coeficiente de flicker requerido por cada una de las pruebas.

En cuanto a las características de la red y del aerogenerador simulados se pretende representar un aerogenerador estándar y una situación de medida lo más realista posible. La Tabla 6.1 recoge los parámetros que caracterizan el entorno de simulación de esa situación.

Adicionalmente, el protocolo plantea, para cada una de las pruebas, modelos para las señales simuladas de entrada, tanto para la tensión $u_m(t)$ como para la corriente $i_m(t)$. Por un lado, la tensión simulada $u_m(t)$ puede ser perfectamente sinusoidal o contener perturbaciones, dependiendo del objetivo de cada prueba. Por otro lado, dado que el nivel de flicker está directamente relacionado con las fluctuaciones

que tiene la corriente $i_m(t)$, todas las pruebas están basadas en una corriente simulada $i_m(t)$ que consiste en una componente fundamental y dos componentes frecuenciales adicionales de acuerdo a:

$$i_m(t) = A_0 \cdot \text{sen}(\omega_0 t + \alpha_0) + A_1 \cdot \text{sen}(\omega_1 t + \alpha_1) + A_2 \cdot \text{sen}(\omega_2 t + \alpha_2) . \quad (6.1)$$

La implementación analítica de la red ficticia junto con una implementación digital del medidor de flicker IEC, permiten relacionar las características de las señales de tensión y corriente de entrada, $u_m(t)$ e $i_m(t)$, (amplitudes, frecuencias y fases) de cada prueba con el coeficiente de flicker resultante al aplicar el procedimiento.

En primer lugar, se implementa analíticamente la red ficticia. Para ello, se asegura que las dos tareas involucradas, estimación de la fase de $u_m(t)$ y derivación de $i_m(t)$, se realizan correctamente. La tensión de salida de la red ficticia, $u_{fic}(t)$, tiene tres términos:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot \frac{di_m(t)}{dt} . \quad (6.2)$$

El primero de ellos, $u_0(t)$, independientemente de las perturbaciones que pueda contener la tensión de entrada $u_m(t)$, se construye de acuerdo a:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \cdot \text{sen}(2\pi f_0 t) , \quad (6.3)$$

donde $f_0 = 50$ Hz. El segundo término depende de la corriente $i_m(t)$ que se ha modelado según la Ecuación 6.1. Por último, el tercer término es función de la derivada de la corriente $i_m(t)$, que se construye también analíticamente como:

$$\begin{aligned} \frac{di_m(t)}{dt} = & A_0 \cdot \omega_0 \cdot \text{cos}(\omega_0 t + \alpha_0) \\ & + A_1 \cdot \omega_1 \cdot \text{cos}(\omega_1 t + \alpha_1) + A_2 \cdot \omega_2 \cdot \text{cos}(\omega_2 t + \alpha_2) . \end{aligned} \quad (6.4)$$

En segundo lugar, se realiza una implementación Clase F1 del medidor de flicker IEC de acuerdo al estándar IEC 61400-4-15. El

Anexo B describe los ensayos de verificación pasados por el medidor de flicker para ser considerado clase F1 y muestra los resultados de la implementación utilizada en este trabajo.

La severidad flicker de salida del medidor, P_{st} , es multiplicada por el valor SCR obteniendo el coeficiente de flicker $c(\psi_k)$.

Conocida la relación entre las señales de entrada, $u_m(t)$ e $i_m(t)$, y el valor de $c(\psi_k)$, se pueden plantear valores de los parámetros de entrada (magnitudes, frecuencias, ψ_k y SCR) que obtengan un determinado coeficiente de flicker a la salida para cada una de las pruebas. El coeficiente de flicker $c(\psi_k) = 2$ se corresponde con un valor de $P_{st, fic} = 0.1$ en el caso de SCR = 20 y $P_{st, fic} = 0.04$ para el caso de SCR = 50.

6.3 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS

El protocolo está compuesto por cinco pruebas diseñadas para verificar los aspectos sensibles de la implementación de la red ficticia. Dos de las pruebas están diseñadas para verificar aspectos relativos a la implementación de la derivada de la corriente $i_m(t)$ y las otras tres pruebas para verificar la estimación de la fase de la tensión $u_m(t)$.

6.3.1 PRUEBAS PARA VERIFICAR LA DERIVADA DE $i_m(t)$

A continuación se presentan las dos pruebas que sirven para verificar la precisión de la implementación de la tarea de derivación de la corriente $i_m(t)$.

En las dos pruebas propuestas, la tensión simulada $u_m(t)$ está libre de perturbaciones y se diseña de acuerdo a la ecuación:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \cdot \text{sen}(2\pi f_0 t) , \quad (6.5)$$

donde $f_0 = 50$ Hz. Esto significa que la tarea de estimación de $u_0(t)$ no introduce ningún tipo de error o distorsión en el resultado final.

PRUEBA 1: CORRIENTE $i_m(t)$ MODULADA AM

El objetivo de la prueba 1 es verificar la resolución de la red ficticia. La prueba presta especial atención a dos aspectos críticos cuando se

construye la tensión $u_{fic}(t)$: la precisión de la tarea de aproximación de la derivada en las proximidades de la frecuencia fundamental y la verificación de la sincronización entre los tres sumandos de la Ecuación 6.2.

La señal de corriente simulada de entrada, $i_m(t)$, se define como una componente fundamental a la frecuencia f_0 que es distorsionada utilizando una modulación en amplitud con una señal sinusoidal de frecuencia moduladora f_m . La modulación en amplitud puede ser expresada por medio de la amplitud relativa de la fluctuación de corriente dI (%) de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} i_m(t) &= \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \left[1 + \frac{dI}{100} \cdot \text{sen}(\omega_m t) \right] \cdot \text{sen}(\omega_0 t) \\ &= \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \text{sen}(\omega_0 t) \\ &\quad + \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \frac{dI}{200} \cdot \left[\text{sen} \left([\omega_0 - \omega_m]t + \frac{\pi}{2} \right) + \text{sen} \left([\omega_0 + \omega_m]t + \frac{\pi}{2} \right) \right], \end{aligned} \quad (6.6)$$

donde $\omega_0 = 2\pi f_0$ y $\omega_m = 2\pi f_m$.

Comparando las Ecuaciones 6.1 y 6.6, es fácil reconocer la correspondencia de los términos $\omega_1 = \omega_0 - \omega_m$, $\omega_2 = \omega_0 + \omega_m$, $A_0 = \sqrt{2} \cdot I_n$, $\alpha_0 = 0$, $A_1 = A_2 = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \frac{dI}{2}$ y $\alpha_1 = \alpha_2 = \frac{\pi}{2}$. Una vez definido el marco de procesado de la Tabla 6.1, los coeficientes de flicker solamente dependerán de la frecuencia de modulación f_m y de la amplitud relativa de la fluctuación de corriente dI (%).

La Tabla 6.2 muestra los valores de amplitud relativa de fluctuación de corriente, dI (%), que generan valores de coeficiente de flicker $c(\psi_k) = 2$, para cada ángulo de impedancia de red ψ_k , frecuencia de modulación f_m y valor de SCR. Los valores de f_m son los mismos que los definidos en las pruebas básicas de funcionamiento del estándar IEC 61000-4-15.

La prueba consiste en verificar que para todas las combinaciones de f_m y ψ_k de la tabla, dependiendo del valor de SCR utilizado, el valor de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ medido es 2.00 con una tolerancia del $\pm 5\%$.

Tabla 6.2. Fluctuación relativa dI (%) para las pruebas con modulación AM de la corriente de entrada $i_m(t)$.

SCR	f_m (Hz)	Fluctuación relativa dI (%)			
		$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$
20	0.5	3.982	5.157	8.855	24.585
	1.5	1.802	2.333	3.998	10.915
	8.8	0.415	0.530	0.853	1.590
	20	1.148	1.387	1.873	2.366
	25	1.671	1.955	2.451	2.849
	33.3	3.334	3.677	4.160	4.458
50	0.5	3.835	5.083	9.193	30.597
	1.5	1.736	2.299	4.149	13.402
	8.8	0.400	0.522	0.875	1.678
	20	1.106	1.360	1.877	2.357
	25	1.608	1.914	2.438	2.817
	33.3	3.207	3.589	4.101	4.383

PRUEBA 2: CORRIENTE $i_m(t)$ CON INTERARMÓNICOS

El objetivo de la prueba 2 es verificar el ancho de banda mínimo de 1.5 kHz de la técnica de resolución de la red ficticia. Si no se garantiza el requerimiento de ancho de banda en las tareas de procesado, especialmente en la derivación, se pueden producir errores importantes en la medida de los coeficientes de flicker [51], como ha quedado demostrado en los capítulos 4 y 5.

La componente fundamental de la señal de corriente simulada $i_m(t)$ se modula por la superposición de dos corrientes con frecuencias que están separadas 10 Hz, de acuerdo a:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \left[\text{sen}(\omega_0 t) + \frac{I_i}{100} \cdot (\text{sen}(\omega_1 t) + \text{sen}(\omega_2 t)) \right], \quad (6.7)$$

donde I_i (%) es la amplitud relativa de corriente, $\omega_0 = 2\pi f_0$, $\omega_1 = 2\pi 1490$ y $\omega_2 = 2\pi 1500$. El valor de I_i se selecciona de la Tabla 6.3 dependiendo del valor de ψ_k y SCR seleccionados.

La prueba consiste en verificar que para todos los valores de ψ_k de la tabla, dependiendo del valor de SCR utilizado, el valor de

Tabla 6.3. Amplitud relativa I_i (%) para las pruebas con distorsión por interarmónicos cercanos al extremo de la banda de la corriente de entrada $i_m(t)$.

f_0 (Hz)	SCR	Amplitud relativa I_i (%)			
		$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$
50	20	1.888	1.221	0.982	0.914
	50	2.881	1.875	1.520	1.426

coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ medido es 2.00 con una tolerancia del $\pm 5\%$.

6.3.2 PRUEBAS PARA VERIFICAR LA ESTIMACIÓN DE $u_0(t)$

A continuación se presentan las pruebas que sirven para verificar la implementación de la tarea de estimación de la tensión $u_0(t)$ a partir de la tensión $u_m(t)$. Se comprueban los principales aspectos que afectan a la precisión de la estimación de la fase instantánea cuando la tensión $u_m(t)$ contiene diferentes perturbaciones, tales como armónicos e interarmónicos.

En las tres pruebas propuestas, la corriente simulada $i_m(t)$ es la misma que la descrita en la prueba 1 (Ecuación 6.6) y definida mediante los valores de la Tabla 6.2. Estas pruebas asumen que se ha verificado la implementación precisa de la derivada con las dos pruebas anteriores. De este modo los errores en las siguientes tres pruebas serán debidos a una deficiente estimación de $u_0(t)$.

PRUEBA 3: TENSIÓN $u_m(t)$ CON MÚLTIPLES PASOS POR CERO

El objetivo de la prueba 3 es verificar el procedimiento para la generación de la tensión ideal $u_0(t)$ de la red ficticia, en particular cuando la estimación de la fase de $u_m(t)$ se realiza con métodos que trabajan en el dominio temporal, a partir de la forma de onda de la tensión. Uno de los métodos más extendidos que trabaja de esta forma es el basado en la detección de los pasos por cero (ZCD). Dicho método presenta un comportamiento crítico en presencia de múltiples pasos por cero en la forma de onda de $u_m(t)$ [52], causados principalmente por la presencia de perturbaciones armónicas.

Tabla 6.4. Orden y amplitud de los armónicos para la prueba 3.

Orden de armónico ν	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25	29	31
U_ν (% de U_n)	5	6	5	1.5	3.5	3	2	1.76	1.41	1.27	1.06	0.97

Para esta prueba, la tensión simulada $u_m(t)$ consiste en una componente fundamental y un conjunto de componentes armónicas de acuerdo a los valores de la Tabla 6.4. Todos los armónicos tienen un desfase de π con respecto a la componente fundamental $f_0 = 50$ Hz. Dicha tensión $u_m(t)$ está además modulada sinusoidalmente por una componente de 8.8 Hz de amplitud relativa 0.25 %. La tensión $u_m(t)$ se construye de acuerdo a la ecuación:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \left[1 + \frac{0.25}{100} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{sen}(2\pi \cdot 8.8 t) \right] \cdot \left[\text{sen}(2\pi f_0 t) + \sum_{\nu} \frac{U_\nu}{100} \cdot \text{sen}(2\pi \nu f_0 t + \pi) \right] \quad (6.8)$$

donde ν es el orden del armónico y U_ν es la amplitud del armónico correspondiente de acuerdo a la Tabla 6.4.

El valor de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ medido tiene que ser 2.00 con una tolerancia del $\pm 5\%$ para todas las combinaciones de f_m , ψ_k y SCR de la Tabla 6.2.

PRUEBA 4: TENSIÓN $u_m(t)$ CON INTERARMÓNICOS

El objetivo de la prueba 4 es verificar el procedimiento para la generación de la tensión ideal $u_0(t)$ de la red ficticia, en particular cuando la estimación de la fase de $u_m(t)$ se realiza con métodos que trabajan en el dominio frecuencial. El efecto de la dispersión espectral puede afectar a la estimación de la fase de la tensión $u_m(t)$ cuando ésta contiene otras componentes frecuenciales distintas de la fundamental. Los métodos que trabajan en el dominio frecuencial son especialmente sensibles a la existencia de componentes interarmónicas [52].

La tensión simulada $u_m(t)$ para la prueba contiene la componente fundamental y tres componentes interarmónicas, de acuerdo a:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \left[\text{sen}(2\pi f_0 t) + \sum_{i=1}^3 \frac{0.05}{100} \cdot \text{sen}(2\pi f_i t) \right], \quad (6.9)$$

donde $f_0 = 50$ Hz es la frecuencia fundamental y $f_1 = 50.5$, $f_2 = 80$ y $f_3 = 160$ Hz son las frecuencias interarmónicas.

El valor de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ medido tiene que ser 2.00 con una tolerancia del $\pm 5\%$ para todas las combinaciones de f_m , ψ_k y SCR de la Tabla 6.2.

PRUEBA 5: TENSIÓN $u_m(t)$ Y CORRIENTE $i_m(t)$ CON PEQUEÑAS VARIACIONES DE FRECUENCIA

El objetivo de la prueba 5 es verificar el procedimiento para la generación de la tensión ideal $u_0(t)$ de la red ficticia, en particular cuando el resultado de la estimación de la fase de $u_m(t)$ puede verse afectado por la distorsión de fase de los filtros implicados en el procesado de señal. Cuando la frecuencia fundamental de la tensión $u_m(t)$ no es exactamente el valor nominal o presenta pequeñas variaciones sobre éste a lo largo del tiempo, el efecto de la distorsión de fase introducido por los filtros en el procesado es crítico [52].

La tensión y la corriente simuladas para la prueba, $u_m(t)$ e $i_m(t)$, presentan pequeñas variaciones en su frecuencia fundamental, alcanzando desviaciones máximas de $\Delta f = \pm 0.05$ Hz. La frecuencia fundamental de la red se define como:

$$f(t) = f_0 + 0.05 \cdot \text{sen} \left(2\pi \frac{1}{60} t \right). \quad (6.10)$$

Además, la tensión simulada $u_m(t)$ de la prueba tiene una modulación en amplitud a la frecuencia $f_m = 8.8$ Hz, es decir:

$$u_m(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \left[1 + \frac{0.25}{100} \cdot \frac{1}{2} \cdot \text{sen}(2\pi 8.8 t) \right] \cdot \text{sen} \left(2\pi \int_0^t f(t) dt \right). \quad (6.11)$$

Para seguir las variaciones de la frecuencia que propone la prueba, se modifica la corriente simulada $i_m(t)$ de las pruebas anteriores siguiendo la ecuación:

$$i_m(t) = \sqrt{2} \cdot I_n \left[1 + \frac{dI}{100} \cdot \text{sen}(2\pi f_m t) \right] \cdot \text{sen} \left(2\pi \int_0^t f(t) dt \right), \quad (6.12)$$

donde la amplitud relativa de la fluctuación de corriente dI y la frecuencia de modulación f_m se han de seleccionar a partir de la Tabla 6.2.

El valor de coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ medido tiene que ser 2.00 con una tolerancia del $\pm 5\%$ para todas las combinaciones de f_m , ψ_k y SCR de la Tabla 6.2.

6.4 UTILIDAD DEL PROTOCOLO DE PRUEBAS

En el Capítulo 4 se analizó el comportamiento de tres métodos diferentes de estimación de fase, ZCD, STFT y HT, señalando las limitaciones que cada uno de ellos presentaba ante posibles perturbaciones de la tensión $u_m(t)$. Se demostró mediante señales simuladas la necesidad de filtrar la tensión $u_m(t)$ antes de realizar la estimación, destacando que no cualquier filtrado resultaba útil ante variaciones en la frecuencia fundamental, recomendando un filtrado que no introdujera distorsión de fase.

Además, se analizó el uso de filtros FIR para la tarea de derivación, mostrando con señales simuladas los problemas asociados al retardo de medio periodo de muestreo que presentan los derivadores de longitud M par, y a la limitación del ancho de banda de derivación b_d de los filtros con longitudes pequeñas o frecuencias de muestreo bajas.

El Capítulo 5 confirmó, utilizando una gran cantidad de registros reales, los problemas asociados a diferentes implementaciones de las dos tareas de procesado involucradas en la resolución de la red ficticia. Además, demostró que las estrategias y recomendaciones indicadas en el Capítulo 4 mantienen su validez en escenarios reales.

A continuación, se pretende demostrar que el protocolo de pruebas descrito en las secciones anteriores, permite identificar aquellas

implementaciones del procedimiento de medida que presentan problemas, e incluso señalar el origen de estos.

Para cada una de las pruebas se mostrará el comportamiento de dos implementaciones: una con deficiencias conocidas en la estimación de la tarea bajo estudio y la otra que considera en su diseño los criterios y estrategias recomendadas y que, por tanto, ofrece resultados precisos. En primer lugar, se analiza un escenario real donde existan las perturbaciones que plantea la prueba, se mide el flicker con ambas implementaciones del estándar IEC 61400-21 y se comparan los resultados para evidenciar que no coinciden. Posteriormente, se realiza la prueba de verificación a cada una de las implementaciones explicando los resultados, para comprobar si la prueba permite detectar dicha deficiencia.

Los procesados en esta sección se realizan para una frecuencia fundamental de 50 Hz, un valor de SCR = 50 y una frecuencia de muestreo $f_s = 3200$ Hz, a no ser que se indique lo contrario.

6.4.1 PRUEBA 1: CORRIENTE $i_m(t)$ MODULADA AM

El aspecto clave analizado es la precisión de la aproximación de la derivada en el entorno de la frecuencia fundamental y la sincronización de los tres sumandos de la Ecuación 6.2. Las dos implementaciones elegidas se diferencian en el filtro derivador utilizado, la implementación 1A utiliza un derivador de longitud $M = 2$ y la implementación 1B un derivador de longitud $M = 99$. Ambas implementaciones muestran un módulo de la respuesta frecuencial del filtro derivador en el entorno de 50 Hz muy próximo al derivador ideal. La estimación de la fase de la tensión $u_m(t)$ se realiza utilizando el método ZCD-ZPF en ambas implementaciones.

Ambas implementaciones se utilizan para medir el flicker de acuerdo al procedimiento del estándar sobre la BA_{cont} de AG-TI. La Figura 6.1 muestra la desviación porcentual de los valores de $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 1A con respecto a los obtenidos con la implementación 1B. Se observa que existen desviaciones importantes, con máximos cercanos al 16 %, entre ambas implementaciones.

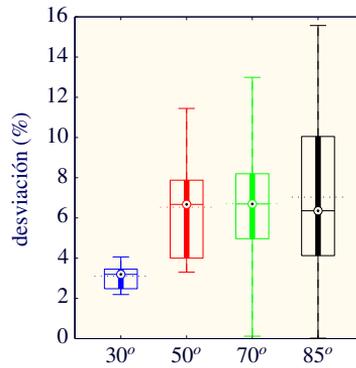


Figura 6.1. Desviación porcentual de los valores de $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 1A con respecto a los de la implementación 1B.

Tabla 6.5. Resultados del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ en la Prueba 1 para las implementaciones 1A y 1B, cuando $f_0 = 50$ Hz, SCR = 50 y $f_s = 3200$ Hz.

f_m	Implementación 1A				Implementación 1B			
	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$
0.5	1.95	1.89	1.76	1.16	2.00	2.00	2.00	2.00
1.5	1.95	1.89	1.76	1.22	2.00	2.00	2.00	2.00
8.8	1.94	1.89	1.79	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00
20	1.94	1.90	1.87	1.94	2.00	2.00	2.00	2.00
25	1.94	1.90	1.89	1.96	2.00	2.00	2.00	2.00
33.3	1.92	1.89	1.91	1.97	1.99	1.99	1.99	1.99

La Tabla 6.5 muestra los coeficientes de flicker $c(\psi_k)$ que se obtienen al procesar con ambas implementaciones la tensión $u_m(t)$ y corriente $i_m(t)$ de la prueba 1. La implementación 1A muestra resultados fuera del $\pm 5\%$ requerido por la prueba resaltados en rojo en la tabla, siendo los más alejados para bajas f_m y altos ψ_k . El problema que presenta la implementación 1A se debe al retardo de medio periodo de muestreo que introduce el derivador sobre la derivada de la corriente, y que introduce una falta de sincronización entre los tres sumandos de la Ecuación 6.2. Cuando el ángulo ψ_k es grande, la derivada de la corriente tiene más peso en la construcción de $u_{fic}(t)$ ya que para esos ángulos el factor L_{fic} es mayor. La implementación 1B obtiene para todos los puntos de la prueba un resultado con desviación despreciable, ya que no presenta el problema del retardo de medio periodo de muestreo.

La prueba muestra que las desviaciones en la medida de flicker de la Figura 6.1 son causadas por errores en la implementación 1A. Esas desviaciones pueden reducirse utilizando frecuencias de muestreo mayores o utilizando filtros derivadores de orden impar.

6.4.2 PRUEBA 2: CORRIENTE $i_m(t)$ CON INTERARMÓNICOS

Esta prueba verifica si los requerimientos del estándar en cuanto al ancho de banda se cumplen y, en particular, si se está derivando correctamente todas las componentes frecuenciales de la corriente $i_m(t)$ dentro de la banda hasta 1.5 kHz. Los requerimientos de ancho de banda son especialmente sensibles en el contexto de comportamientos dinámicos del aerogenerador, donde la corriente tiene grandes cambios y con importante contenido espectral, por ejemplo en una operación de conexión.

Para ilustrar la utilidad de la prueba, se seleccionan dos implementaciones con diferente filtro derivador. La implementación 2A utiliza un filtro derivador de longitud $M = 3$, que para la frecuencia de muestreo $f_s = 6400$ Hz tiene aproximadamente un $b_d = 576$ Hz. La implementación 2B utiliza un filtro derivador de longitud $M = 99$, que para esa misma f_s tiene un $b_d = 2.9$ kHz. Ambas implementaciones realizan la tarea de estimación de $u_0(t)$ con el método ZCD-ZPF, que ha demostrado ser preciso.

Se utilizan ambas implementaciones para calcular los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ de la BA_{on} del AG-TI. Como se vio en el Capítulo 5, las corrientes de una operación de conexión del AG-TI presentan un ancho de banda de alrededor de 1.5 kHz, similar a lo que plantea la prueba 2. La Figura 6.2 muestra la desviación porcentual de los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 2A respecto a los obtenidos con la implementación 2B. Se observan desviaciones importantes para los cuatro ángulos, sobre todo en valores altos de ψ_k . La implementación 2A no tiene suficiente ancho de banda de derivación como para derivar correctamente todas las componentes frecuenciales que tiene la corriente $i_m(t)$.

Cuando ambas implementaciones son contrastadas con la prueba 2, se obtienen los resultados de $c(\psi_k)$ de la Tabla 6.6. Es evidente que la implementación 2A con un $b_d = 576$ Hz no es capaz de

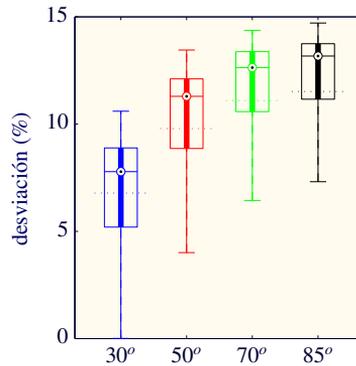


Figura 6.2. Desviación porcentual de los valores de $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 2A con respecto a los de la implementación 2B.

Tabla 6.6. Resultados del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ en la Prueba 2 para las implementaciones 2A y 2B, cuando $f_0 = 50$ Hz, SCR = 50, $f_s = 6400$ Hz.

Implementación	$\psi_k = 30^\circ$	$\psi_k = 50^\circ$	$\psi_k = 70^\circ$	$\psi_k = 85^\circ$
2A	1.00	1.00	1.00	0.99
2B	2.00	2.00	2.00	1.99

derivar correctamente las dos componentes frecuenciales (1490 y 1500 Hz) con que se ha construido la corriente simulada $i_m(t)$ de la prueba, y por tanto no obtiene el resultado esperado. Sin embargo, la implementación 2B que tiene un $b_d = 2.9$ kHz, no presenta ningún problema y obtiene valores de $c(\psi_k)$ dentro del margen para todos los ángulos.

6.4.3 PRUEBA 3: TENSIÓN $u_m(t)$ CON MÚLTIPLES PASOS POR CERO

Esta prueba verifica la estimación de $u_0(t)$ para métodos que trabajan en el dominio temporal, es decir sobre la forma de onda de la señal. Para verificar la utilidad de la prueba 3 se seleccionan dos implementaciones basadas en el método ZCD. La implementación 3A realiza la tarea de estimación de la fase utilizando el método ZCD sin prefiltrado. La implementación 3B realiza la estimación de la fase también con el método ZCD, pero sobre una versión filtrada paso banda de la tensión $u_m(t)$. El filtro paso banda centrado en 50 Hz es el diseñado en la Sección 4.1.3 y denominado LF. Este filtrado elimina

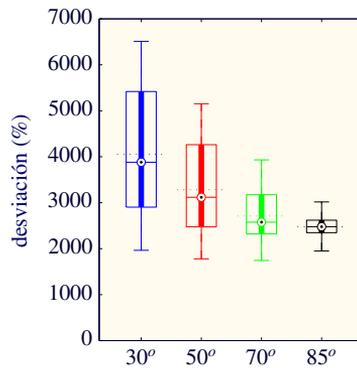


Figura 6.3. Desviación porcentual de los valores de $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 3A con respecto a los de la implementación 3B.

posibles componentes frecuenciales distintas de la fundamental que pueden afectar al método ZCD. Ambas implementaciones realizan la derivación de la corriente con el filtro derivador de longitud $M = 99$.

Se utilizan ambas implementaciones para calcular los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ de la BA_{cont} del AG-TIII. El análisis de un tramo de funcionamiento continuo del AG-TIII que se vio en el Capítulo 5 mostraba una tensión $u_m(t)$ con gran cantidad de componentes armónicas e interarmónicas que generaban múltiples pasos por cero. La Figura 6.3 muestra la desviación porcentual de los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 3A respecto a los obtenidos con la implementación 3B. Las desviaciones son muy grandes debido a que la implementación 3A se ve muy afectada por las componentes frecuenciales diferentes de la fundamental, mientras que el filtrado previo que presenta la implementación 3B elimina dicho problema.

Cuando ambas implementaciones son contrastadas con la prueba 3, se obtienen los resultados de $c(\psi_k)$ de la Tabla 6.7. La implementación 3A presenta unos resultados de más del doble del valor esperado, mientras que la implementación 3B obtiene resultados con una desviación despreciable con respecto al valor de referencia.

La prueba 3, por tanto, permite detectar qué implementaciones que trabajan en el dominio temporal, no realizan un filtrado previo a la tarea de estimación y, por tanto, en escenarios reales son susceptibles de medir valores de $c(\psi_k)$ muy alejados de la realidad.

Tabla 6.7. Resultados del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ en la Prueba 3 para las implementaciones 3A y 3B, cuando $f_0 = 50$ Hz, SCR = 50 y $f_s = 3200$ Hz.

f_m	Implementación 3A				Implementación 3B			
	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$
0.5	4.54	4.52	4.55	5.06	2.00	2.00	2.00	2.02
1.5	4.47	4.42	4.37	4.44	2.00	2.00	2.00	2.01
8.8	4.46	4.40	4.33	4.27	2.00	2.00	2.00	2.00
20	4.49	4.47	4.48	4.52	2.00	2.00	2.00	2.00
25	4.65	4.71	4.87	5.01	2.00	2.00	2.00	2.00
33.3	6.68	7.96	9.53	10.33	1.99	1.99	1.99	1.99

6.4.4 PRUEBA 4: TENSIÓN $u_m(t)$ CON INTERARMÓNICOS

La prueba 4 también se centra en la detección de malas implementaciones de la estimación de fase de $u_m(t)$, en este caso con métodos que trabajan en el dominio frecuencial. El uso de la transformada de Fourier es el caso típico de este tipo de métodos. Estos métodos son particularmente sensibles a la dispersión espectral causada por la presencia de componentes interarmónicas cerca de la frecuencia fundamental.

Para verificar la utilidad de la prueba 4 se han seleccionado dos implementaciones basadas en el método STFT. La implementación 4A realiza la tarea de estimación directamente a partir de la tensión $u_m(t)$, mientras que la implementación 4B la realiza después de haber filtrado la misma tensión $u_m(t)$ con la estrategia LF. Ambas implementaciones realizan la derivación de la corriente con el filtro derivador de longitud $M = 99$.

Se utilizan ambas implementaciones para calcular los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ de la BA_{on} del AG-TIII. El análisis de un tramo de operación de arranque del AG-TIII que se vio en el Capítulo 5 mostraba una tensión $u_m(t)$ con gran cantidad de componentes armónicas e interarmónicas. La Figura 6.4 muestra la desviación porcentual de los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 4A respecto a los obtenidos con la implementación 4B. Las desviaciones presentan unos máximos de más del 15 % para cualquier ángulo ψ_k , y la media de desviación siempre está por encima del 4 %.

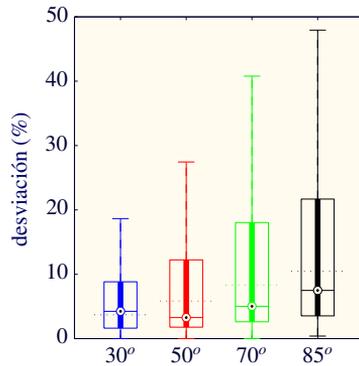


Figura 6.4. Desviación porcentual de los valores de $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 4A con respecto a los de la implementación 4B.

Tabla 6.8. Resultados del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ en la Prueba 4 para las implementaciones 4A y 4B, cuando $f_0 = 50$ Hz, SCR = 50 y $f_s = 3200$ Hz.

f_m	Implementación 4A				Implementación 4B			
	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$
0.5	2.10	2.11	2.12	2.12	2.01	2.01	2.01	2.02
1.5	2.09	2.10	2.10	2.10	2.00	2.00	2.00	2.00
8.8	2.23	2.23	2.23	2.24	2.00	2.00	2.00	2.00
20	2.10	2.10	2.10	2.10	2.00	2.00	2.00	2.00
25	2.10	2.10	2.10	2.10	2.00	2.00	2.00	2.00
33.3	2.09	2.09	2.09	2.10	1.99	1.99	1.99	1.99

Si utilizamos la prueba 4 para verificar ambas implementaciones, se obtienen los resultados de $c(\psi_k)$ de la Tabla 6.8. La implementación 4A presenta unos resultados fuera del margen del $\pm 5\%$ para dos frecuencias de modulación, $f_m = 0.5$ y 8.8 Hz, para todos los demás puntos cumple con el margen de $\pm 5\%$. Sin embargo, la implementación 4B obtiene todos los puntos de la prueba con una desviación despreciable.

Esta prueba permite detectar qué implementaciones en frecuencia no realizan un filtrado previo a la tarea de estimación, y son sensibles a la presencia de interarmónicos en diferentes bandas frecuenciales.

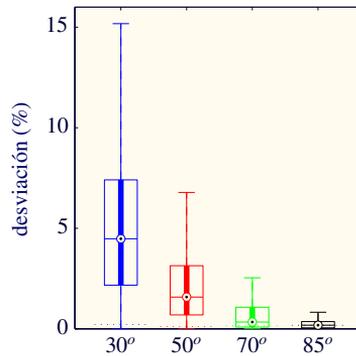


Figura 6.5. Desviación porcentual de los valores de $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 5A con respecto a los de la implementación 5B.

6.4.5 PRUEBA 5: TENSIÓN $u_m(t)$ Y CORRIENTE $i_m(t)$ CON PEQUEÑAS VARIACIONES DE FRECUENCIA

Las pruebas 3 y 4 evidencian la falta de filtrado previo a la estimación de la fase de $u_m(t)$, tanto si la implementación trabaja en el dominio temporal como si lo hace en el dominio frecuencial. Sin embargo, ciertos filtrados podrían introducir distorsión de fase sobre la componente fundamental de la tensión $u_m(t)$ cuando ésta presenta pequeñas desviaciones de frecuencia con respecto al valor nominal. La prueba 5 identifica los métodos que en su etapa de filtrado introducen distorsión de fase sobre la tensión $u_m(t)$.

Para estudiar la utilidad de la prueba 5, se plantean dos implementaciones basadas en el método ZCD. La implementación 5A filtra la tensión $u_m(t)$ antes de realizar la estimación con la estrategia LF, mientras que la implementación 5B lo hace con la estrategia ZPF. Las dos implementaciones realizan la derivada con un filtro de longitud $M = 99$.

Se utilizan ambas implementaciones para calcular los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ de la BA_{bt} del AG-TI. La Figura 6.5 muestra la desviación porcentual de los coeficientes flicker $c(\psi_k)$ obtenidos con la implementación 5A respecto a los obtenidos con la implementación 5B. A pesar de que la BA_{bt} no presenta mucha desviación de frecuencia en sus registros, las desviaciones presentan unos máximos de más del 15% para un ángulo de 30°.

Tabla 6.9. Resultados del coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ en la Prueba 5 para las implementaciones 5A y 5B, cuando $f_0 = 50$ Hz, SCR = 50 y $f_s = 3200$ Hz.

f_m	Implementación 5A				Implementación 5B			
	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$	$c(30^\circ)$	$c(50^\circ)$	$c(70^\circ)$	$c(85^\circ)$
0.5	2.05	2.12	2.30	3.25	2.00	2.00	2.00	2.01
1.5	2.05	2.13	2.33	3.27	2.00	2.00	2.00	2.02
8.8	2.06	2.15	2.31	2.47	2.00	2.00	2.00	2.01
20	2.07	2.13	2.19	2.13	2.00	2.00	2.00	2.00
25	2.06	2.12	2.15	2.08	2.00	2.00	2.00	2.00
33.3	2.05	2.09	2.09	2.04	1.99	1.99	1.99	1.99

La verificación de las implementaciones con la prueba 5 muestra los resultados de $c(\psi_k)$ de la Tabla 6.9. Tanto para el ángulo de 30° como para $f_m = 33.3$ Hz la implementación 5A cumple con todos los puntos de la prueba. Los peores resultados se obtiene para $\psi_k = 70^\circ$ o 85° y para las f_m bajas. La implementación 5B tiene todos los resultados dentro del margen.

A pesar de que el escenario analizado no presenta mucha desviación de frecuencia, la desviación de la frecuencia nominal en escenarios reales es una situación frecuente. Esta prueba permite detectar qué implementaciones introducen distorsión de fase en su etapa de filtrado previo a la estimación, y que potencialmente pueden generar medidas de coeficiente de flicker imprecisas.

6.5 CONCLUSIONES

El protocolo de pruebas propuesto permite verificar las implementaciones del procedimiento de medida de flicker del estándar IEC 61400-21. Dos de las cinco pruebas propuestas están orientadas a la verificación de la tarea de derivación de la corriente $i_m(t)$, mientras que las otras tres verifican la tarea de estimación de la fase de la tensión $u_m(t)$.

Se ha comprobado también la utilidad de las pruebas para detectar implementaciones imprecisas e identificar la causa. Ante importantes discrepancias en las medidas de registros reales entre dos implementaciones, las pruebas han demostrado capacidad para señalar cuál de ellas presenta los problemas.

Este protocolo de pruebas de verificación puede ser útil a investigadores, desarrolladores y agentes de certificación para comprobar sus sistemas de medida de flicker en aerogeneradores, y de hecho está siendo objeto de trabajo en el grupo de mantenimiento TC88 MT21 del estándar IEC 61400-21 de cara a su incorporación en la próxima edición 3.

Capítulo 7

CONCLUSIONES

En este capítulo se resumen las principales conclusiones extraídas del trabajo realizado en la tesis. A su vez, se exponen las aportaciones científicas más relevantes e innovadoras aportadas por la tesis doctoral y se detalla, de forma resumida, la difusión de sus principales resultados. Para finalizar, se propone una breve descripción de las distintas posibilidades de trabajo futuro en la línea marcada por la tesis.

A modo de resumen, se puede considerar que son tres las principales conclusiones del trabajo presentado. En primer lugar, se ha confirmado la existencia de importantes divergencias en los resultados de la medida de flicker en aerogeneradores, entre diferentes implementaciones digitales de uno de los bloques funcionales del procedimiento definido en el estándar IEC 61400-21.

En segundo lugar, se ha identificado el origen de dichas divergencias en el excesivo margen de libertad que permite la especificación al diseño e implementación de técnicas de procesamiento digital de señal que resuelvan dicho bloque.

Finalmente, se han propuesto dos estrategias complementarias que acotan los grados de libertad en el diseño de dichas técnicas. Por un lado, se han definido criterios claros de diseño de la red ficticia, detallando de forma concreta el margen permitido a los distintos factores y parámetros involucrados en su implementación digital. Estos criterios y recomendaciones son útiles para que los diseñadores de equipos de certificación de calidad de suministro en aerogeneradores puedan orientar adecuadamente, desde el principio del proceso de diseño, sus implementaciones digitales. Por otro lado, se ha diseñado un protocolo de pruebas de verificación para su inclusión en la próxima edición del estándar, que permite verificar la precisión de una determinada implementación digital. Las pruebas han sido configuradas para recoger un amplio rango de características de tensión y corriente que han podido ser observadas en medidas realizadas en aerogeneradores reales.

El análisis de la existencia y origen de las divergencias, así como el posterior estudio de estrategias de mejora, se ha realizado en dos escenarios experimentales distintos. Por un lado, mediante un marco de señales de tensión y corriente simuladas y, de forma complementaria, mediante la utilización de registros de tensión y corriente provenientes de extensas campañas de medida realizadas en dos aerogeneradores de Tipo I y Tipo III.

7.1 PRINCIPALES APORTACIONES DE LA TESIS

Las principales aportaciones innovadoras del trabajo realizado en la tesis se concretan en:

- A1. Se ha realizado una extensa campaña de medidas en dos aerogeneradores, Tipo I y Tipo III. Se han registrado señales digitalizadas de tensión, corriente y velocidad de viento durante varios meses, que han permitido dar un soporte experimental real a la validación de los resultados de la tesis.
- A2. Se ha analizado en profundidad el procedimiento de medida de flicker en aerogeneradores según el estándar IEC 61400-21, evidenciando la existencia de importantes divergencias entre distintas implementaciones digitales del mismo. Este

análisis ha servido para justificar las discrepancias en los resultados reportados por distintos miembros del consorcio europeo MEASNET y ha permitido lanzar el posterior trabajo dedicado a su solución.

- A3. Dentro del procedimiento de medida se ha identificado a la red ficticia como causante de las divergencias. En concreto, el excesivo margen de libertad que deja la especificación para implementar las dos tareas involucradas: por un lado, la estimación de la fase instantánea de la componente fundamental de la tensión y, por otro, la derivación de la corriente.
- A4. Se han propuesto criterios claros de diseño e implementación digital de ambas tareas. En lo que se refiere a la estimación de la fase, se ha revelado la necesidad de realizar un prefiltrado paso banda de la tensión alrededor de la componente fundamental. En lo que se refiere a la derivación, se han resaltado el ancho de banda de derivación, la longitud del filtro y la frecuencia de muestreo como factores clave a considerar y acotar, para lograr convergencia y precisión en los resultados.
- A5. Para la implementación del filtrado paso banda de la tensión previo a la estimación de la fase instantánea se ha propuesto una estrategia de filtrado de fase cero como alternativa eficaz para minimizar los errores en la medida debidos a la distorsión de fase introducida por el filtrado lineal.
- A6. Se ha constatado la validez de las estrategias propuestas mediante un exhaustivo trabajo experimental sobre los registros de los dos tipos de turbinas. El estudio en escenarios reales ha permitido comprobar la importante mejora en los resultados de la medida de flicker cuando se aplican las recomendaciones sugeridas.
- A7. Se ha propuesto un protocolo de pruebas para la verificación de la precisión de una determinada implementación digital de la red ficticia, que será incluida en la próxima edición del estándar IEC 61400-21.

- A8. Finalmente, se ha verificado la utilidad y eficacia del protocolo para identificar implementaciones de la red ficticia que, aplicadas sobre los registros reales de ambas turbinas, producen resultados imprecisos.

7.2 DIFUSIÓN DE RESULTADOS

Los trabajos de la tesis doctoral han tenido un largo recorrido y han sido realizados gracias al esfuerzo conjunto de diversas entidades públicas y privadas quienes, con su colaboración y financiación, han facilitado el desarrollo de las distintas fases de la investigación.

La validez de los resultados ha quedado avalada con la publicación de varios artículos en revistas científicas, con las comunicaciones en congresos internacionales, así como con la participación en grupos de trabajo internacionales de estandarización, responsables del estándar IEC 61400-21.

7.2.1 PROYECTOS

Se destacan en este apartado los proyectos de investigación que han financiado el trabajo de la tesis doctoral:

- F1. *Hacia una revisión de la medida del flicker según la norma IEC 61000-4-15. Implicaciones en la caracterización de la calidad en la generación con turbinas eólicas.*

Ref: ENE2009-13978-C02-02

Ministerio de Economía y Competitividad

Participantes: Universidad de Cantabria y Universidad del País Vasco (UPV/EHU).

Enero 2010 - Diciembre 2012.

- F2. *Unidad de Formación e Investigación en Telecomunicación y Electrónica.*

Ref: UFI11/16

Universidad del País Vasco (UPV/EHU)

Participantes: Grupo APERT; Grupo APG; Grupo I²T; Grupo de Señal y Comunicaciones (Todos de la UPV/EHU).

Enero 2012 - Diciembre 2015.

- F3. *Ayuda para formación de personal investigador en la UPV/EHU.*
Ref: PIF2011/169
Universidad del País Vasco (UPV/EHU)
Participante: Grupo de Señal y Comunicaciones (GSC).
Febrero 2012 - Febrero 2016.
- F4. *Optimización de procedimientos de medida de la calidad de suministro en la integración en red de parques eólicos.*
Ref: OptiMedPQ - DPI2014-53317-R
Ministerio de Economía y Competitividad.
Participante: Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea (UPV/EHU).
Enero 2015 - Diciembre 2017.

7.2.2 PUBLICACIONES

Las publicaciones asociadas a los resultados del trabajo de la tesis son: 3 artículos en revistas internacionales y 5 ponencias en congresos internacionales.

Artículos en revista:

- P1. **K. Redondo**, A. Lazkano, P. Saiz, J.J. Gutierrez, I. Azcarate y L.A. Leturiondo. *A strategy for improving the accuracy of flicker emission measurement from wind turbines.* Electric Power Systems Research (Elsevier). Enero 2016.
Indicador de calidad: 83/249 (Q2) - 1.749
ENGINEERING, ELECTRICAL & ELECTRONIC.
Este artículo analiza los efectos sobre la medida del flicker debido a diferentes implementaciones de la tarea de estimación de fase instantánea de la componente fundamental de la tensión $u_m(t)$ (A3). Se plantea la utilización de diferentes métodos y se comprueban las discrepancias (A2). Se plantea la solución del filtrado como eficaz para minimizar las divergencias (A4), señalando la importancia de que no se introduzca distorsión de fase (A5). Se valida la estrategia con señales reales provenientes de aerogenerador (A1 y A6).
- P2. **K. Redondo**, J.J. Gutierrez, P. Saiz, L.A. Leturiondo, I. Azcarate y A. Lazkano. *Accurate differentiation for improving the flicker*

measurement in wind turbines. IEEE Transactions on Power Delivery. Febrero 2016.

Indicador de calidad: 84/249 (Q2) - 1.733

ENGINEERING, ELECTRICAL & ELECTRONIC.

Este artículo analiza los efectos de la derivación de $i_m(t)$ en la medida de flicker de acuerdo al estándar IEC 61400-21 (A3). Estudia los dos aspectos relativos a la implementación de la derivada: el ancho de banda y el retardo de fase del filtro derivador (A4). El estudio se hace tanto en un escenario simulado como utilizando registros reales de aerogenerador (A1 y A6), mostrando las divergencias que existen entre diferentes implementaciones de la derivada (A2).

- P3. **K. Redondo**, A. Lazkano, P. Saiz, J.J. Gutierrez, I. Azcarate y L.A. Leturiondo. *A proposal for verification tests for the flicker measurement procedure of grid-connected wind turbines*. Measurement (Elsevier). *En revisión*.

Indicador de calidad: 22/85 (Q2) - 1.484

ENGINEERING, MULTIDISCIPLINARY.

Este artículo presenta el protocolo de pruebas de verificación (A7). Además, comprueba la utilidad del mismo para identificar implementaciones del procedimiento de medida de flicker imprecisas (A8). Muestra la existencia de divergencias entre implementaciones para medir sobre registros reales e indica cuáles de ellas no cumplen con las pruebas (A1 y A2).

Congresos internacionales:

- C1. A. Lazkano, **K. Redondo**, P. Saiz, J.J. Gutierrez, I. Azcarate y L.A. Leturiondo. *Case study: flicker emission and 3P power oscillations on fixed-speed wind turbines*. 2012 IEEE 15th International conference on harmonics and quality of power (ICHQP'12).

En este congreso se presentó la relación lineal entre la potencia 3P producida por un aerogenerador de Tipo I y el valor de P_{st} obtenido. Se confirmó utilizando registros reales de aerogenerador (A1 y A6), y se propuso calcular la potencia 3P como método para la estimación de las emisiones flicker de los aerogeneradores de Tipo I.

- C2. **K. Redondo**, A. Lazkano, P. Saiz, J.J. Gutierrez, I. Azcarate y L.A. Leturiondo. *Influence of the fictitious grid on flicker assessment of grid connected wind turbine*. XI International conference on renewable energies and power quality (ICREPQ'13).

En este congreso se mostraron las diferencias en el valor de $c(\psi_k)$ cuando se utilizaban diferentes implementaciones digitales para la estimación de la fase (A2 y A3), utilizando registros reales de aerogenerador (A1 y A6).

- C3. A. Lazkano, **K. Redondo**, J.J. Gutierrez, P. Saiz, L.A. Leturiondo y I. Azcarate. *Revision of the standard method for statistical evaluation of flicker coefficients in wind turbines*. 2014 IEEE 16th International conference on harmonics and quality of power (ICHQP'14).

En este congreso se presentó un estudio comparativo entre el método de obtención de los coeficientes reportados en la actual edición de la norma en comparación con el método basado en bins de potencia propuesto para la próxima edición 3. Se utilizaron registros de aerogenerador para evaluar los dos métodos y comparar los resultados (A1 y A2).

- C4. **K. Redondo**, A. Lazkano, P. Saiz, J.J. Gutierrez, L.A. Leturiondo y I. Azcarate. *Effects of digital differentiation on flicker measurements in wind turbines*. 2014 IEEE 16th International conference on harmonics and quality of power (ICHQP'14).

En este congreso se mostró el efecto sobre la medida de flicker de diferentes implementaciones de la derivada (A2 y A3). Se plantearon diferentes métodos y se mostraron las diferencias en la medida en escenarios reales (A1 y A6). Además, se sugirieron criterios de implementación para mejorar la precisión (A4).

- C5. **K. Redondo**, A. Lazkano, J.J. Gutierrez, C. Alvarez y E. Teixeira. *Influence of the harmonic distortion due to modern wind turbines on the bandwidth requirement for flicker measurement*. 13th International workshop on large-scale integration of wind power into power systems as well as on transmission networks for offshore wind plants (WIW-2014).

En este congreso se presentó la influencia del ancho de banda en la derivación de la corriente $i_m(t)$ (A3), mostrando

las diferencias entre implementaciones digitales (A2) sobre registros reales de aerogenerador (A1 y A6). Finalmente, se planteaban sugerencias para mejorar la convergencia (A4).

7.2.3 PARTICIPACIÓN EN ACTIVIDADES DE ESTANDARIZACIÓN

El trabajo de la tesis ha sido trasladado, mediante la asistencia del codirector del mismo, Andoni Lazkano, al grupo de trabajo MT21 (Power quality characteristics) del TC/SC88 (Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines) de IEC. Este grupo es el responsable del mantenimiento y actualización del estándar IEC 61400-21.

Los resultados del trabajo de tesis, en lo que se refiere a las recomendaciones para el diseño preciso de la red ficticia, así como al protocolo de pruebas de verificación, formarán parte de la próxima edición 3 del estándar.

7.3 LÍNEAS FUTURAS

Las conclusiones obtenidas del trabajo de tesis permiten apuntar en diferentes direcciones futuras de investigación:

- El estándar IEC 61400-21 establece un método de estimación del flicker que produciría una turbina en un emplazamiento concreto, formando parte de un parque eólico y una red determinados, a partir de la interpolación lineal de los coeficientes flicker reportados. Sería necesario verificar a través de un mayor número de campañas de medida la validez de dicha estrategia de estimación, mediante la comparación de la característica flicker medida en el emplazamiento y la estimada mediante el procedimiento del estándar.
- El procedimiento requiere la extensión de los resultados obtenidos en un aerogenerador a un parque compuesto por distintos aerogeneradores. Tal y como está definido el procedimiento es necesario plantearse ciertas cuestiones alrededor de su aplicabilidad a condiciones reales y concretas. Sería necesario constatar si la contribución de flicker del nivel

de circuito o del de parque hacia el nivel de red, medido en la barra de la subestación a la que se conecta, está correctamente caracterizada por los valores de coeficiente flicker obtenidos de la aplicación del estándar en el nivel de turbina.

- En cualquiera de los dos escenarios de trabajo anteriores, resultaría útil poder predecir cuál sería el valor del ángulo de impedancia de la red que mejor representaría dicha contribución obtenida en el nivel de aerogenerador.
- Un último frente se basaría en la hipótesis más abierta de que las acciones planteadas no sólo posibilitaran realizar contribuciones a la futura edición del estándar IEC61400-21, sino que permitieran realizar aportaciones para caracterizar la calidad de suministro de otros sistemas de generación distribuida que, utilizando otras tecnologías, igualmente usan convertidores y electrónica de potencia para la integración de la energía en la red. De esta manera, se plantea el posible empleo de los conocimientos adquiridos sobre otras tecnologías, como por ejemplo la generación solar fotovoltaica.

ANEXOS

Anexo A

CARACTERÍSTICA FLICKER DE LOS AEROGENERADORES SEGÚN EL ESTÁNDAR IEC 61400-21

Este anexo muestra la característica flicker de los dos aerogeneradores registrados, descritos en el Capítulo 3, tanto en funcionamiento continuo como en las operaciones de conexión.

A.1 AEROGENERADOR AG-TI

El AG-TI tiene una potencia nominal de 225 kW. Su velocidad de viento de arranque es de 4 m/s y alcanza su potencia nominal hacia los 14 m/s.

A.1.1 CARACTERÍSTICA FLICKER EN OPERACIÓN CONTINUA

Las Figuras A.1 y A.2 muestran la distribución de los coeficientes flicker $c_{ref}(\psi_k)$ para SCR = 50 y 20, respectivamente.

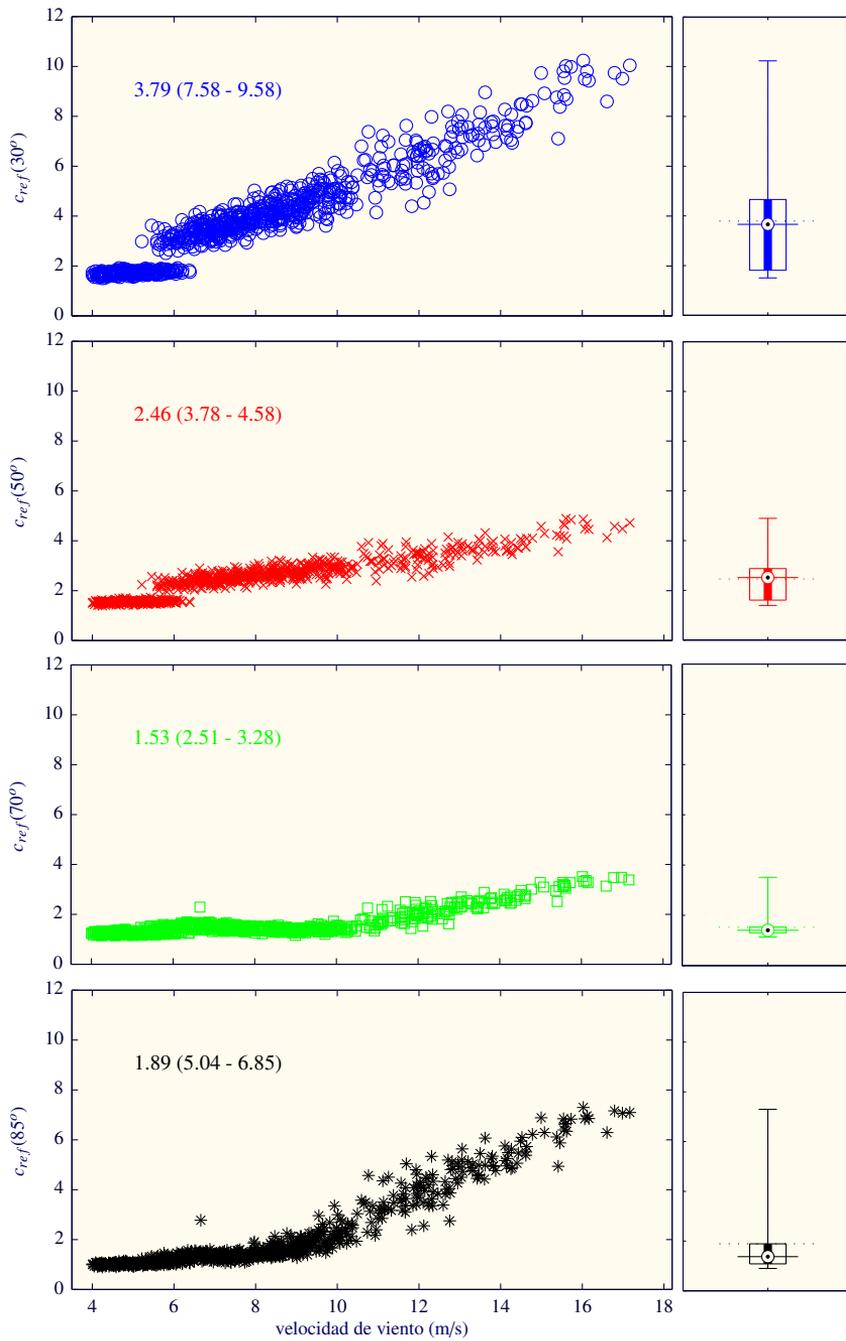


Figura A.1. Coeficientes $c_{ref}(\psi_k)$ para la BA_{cont} del AG-TI, cuando se utiliza el método de estimación de fase ZCD-ZPF, un derivador $M = 99$ y $SCR = 50$.

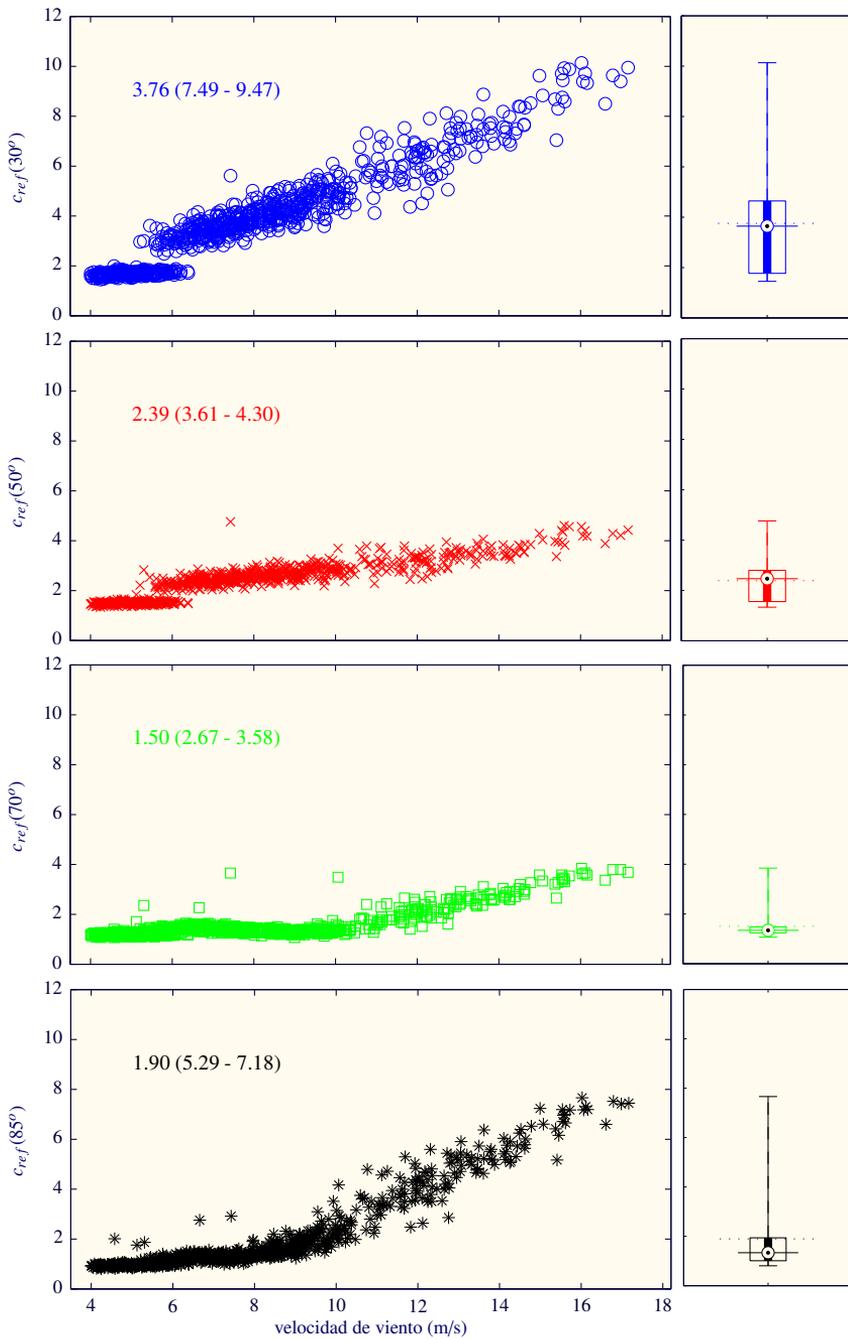


Figura A.2. Coeficientes $c_{ref}(\psi_k)$ para la BA_{cont} del AG-TI, cuando se utiliza el método de estimación de fase ZCD-ZPF, un derivador $M = 99$ y $SCR = 20$.

Tabla A.1. Coeficientes de flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ obtenidos con el método ZCD-ZPF y un derivador $M = 99$ para la BA_{cont} del AG-TI. (a) SCR = 50. (b) SCR = 20.

(a)					(b)				
v_a (m/s)	ψ_k				v_a (m/s)	ψ_k			
	30°	50°	70°	85°		30°	50°	70°	85°
6.0	8.76	4.29	3.28	6.22	6.0	8.68	4.06	3.38	6.52
7.5	9.74	4.69	3.35	6.85	7.5	9.63	4.40	3.62	7.19
8.5	9.81	4.69	3.38	6.96	8.5	9.71	4.42	3.65	7.31
10.0	9.98	4.72	3.47	7.07	10.0	9.88	4.56	3.66	7.41

Tabla A.2. Factor de flicker escalonado reportado $k_{fref}(\psi_k)$ para las BA de operación de conexión del AG-TI obtenidos con el método de estimación de fase ZCD-ZPF y un derivador $M = 99$. (a) BA_{on} . (b) BA_{bt} .

(a)			(b)		
ψ_k	$k_f(\psi_k)$		ψ_k	$k_f(\psi_k)$	
	SCR = 50	SCR = 20		SCR = 50	SCR = 20
30°	0.1253	0.1711	30°	0.2929	0.2925
50°	0.1927	0.3165	50°	0.4594	0.4591
70°	0.2436	0.4410	70°	0.5909	0.5908
85°	0.2583	0.4834	85°	0.6321	0.6321

La Tabla A.1 muestra los coeficientes flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ para SCR = 50 en (a) y para SCR = 20 en (b).

A.1.2 CARACTERÍSTICA FLICKER EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

La Tabla A.2 muestra los factores de flicker escalonados reportados $k_f(\psi_k)$ del AG-TI, para la BA_{on} en (a) y para la BA_{bt} en (b). En ambos casos se muestran los valores reportados para dos valores de SCR, 20 y 50.

Tabla A.3. Coeficientes de flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ obtenidos con el método ZCD-ZPF y un derivador $M = 99$ para la BA_{cont} del AG-TIII. (a) SCR = 50. (b) SCR = 20.

(a)					(b)				
v_a (m/s)	ψ_k				v_a (m/s)	ψ_k			
	30°	50°	70°	85°		30°	50°	70°	85°
6.0	4.88	5.08	4.87	4.44	6.0	4.73	4.99	4.86	4.49
7.5	4.91	5.12	4.91	4.46	7.5	4.76	5.02	4.89	4.52
8.5	4.92	5.12	4.93	4.47	8.5	4.77	5.02	4.90	4.52
10.0	4.96	5.15	4.94	4.47	10.0	4.81	5.05	4.92	4.52

Tabla A.4. Factor de flicker escalonado reportado $k_{fref}(\psi_k)$ para la BA_{on} del AG-TIII obtenido con el método de estimación de fase ZCD-ZPF y un derivador $M = 99$

ψ_k	$k_f(\psi_k)$	
	SCR = 50	SCR = 20
30°	0.0727	0.0736
50°	0.0760	0.0798
70°	0.0723	0.0792
85°	0.0649	0.0727

A.2 AEROGENERADOR AG-TIII

El AG-TIII tiene una potencia nominal de 2 MW. Su velocidad de viento de arranque es de 4 m/s y alcanza su potencia nominal hacia los 14 m/s.

A.2.1 CARACTERÍSTICA FLICKER EN OPERACIÓN CONTINUA

Las Figuras A.3 y A.4 muestran la distribución de los coeficientes flicker $c_{ref}(\psi_k)$ para SCR = 50 y 20, respectivamente. La Tabla A.3 muestra los coeficientes flicker reportados $c_{ref}(v_a, \psi_k)$ para SCR = 50 en (a) y para SCR = 20 en (b).

A.2.2 CARACTERÍSTICA FLICKER EN OPERACIONES DE CONEXIÓN

La Tabla A.4 muestra los factores de flicker escalonados reportados $k_f(\psi_k)$ para la BA_{on} del AG-TIII.

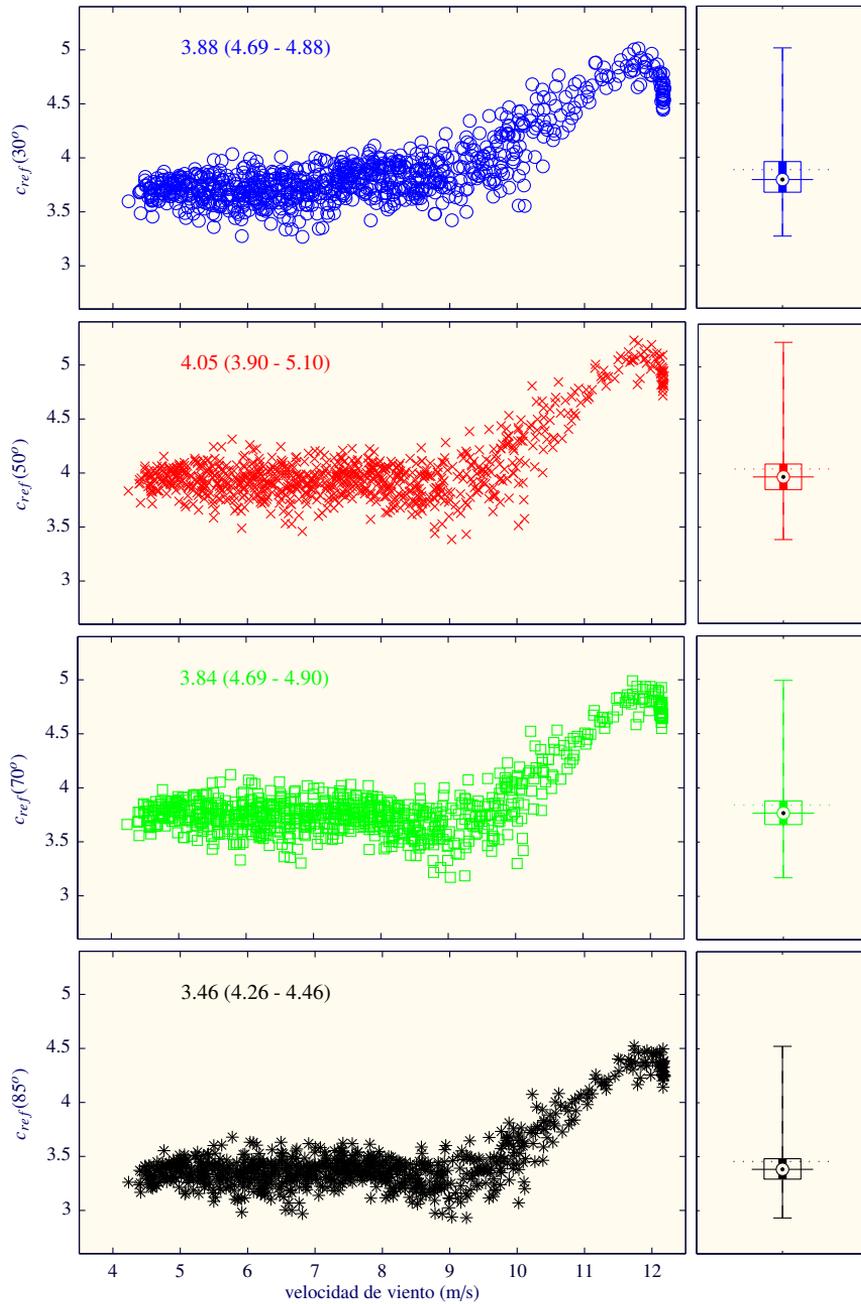


Figura A.3. Coeficientes $c_{ref}(\psi_k)$ para la BA_{cont} del AG-III, cuando se utiliza el método de estimación de fase ZCD-ZPF, un derivador $M = 99$ y $SCR = 50$.

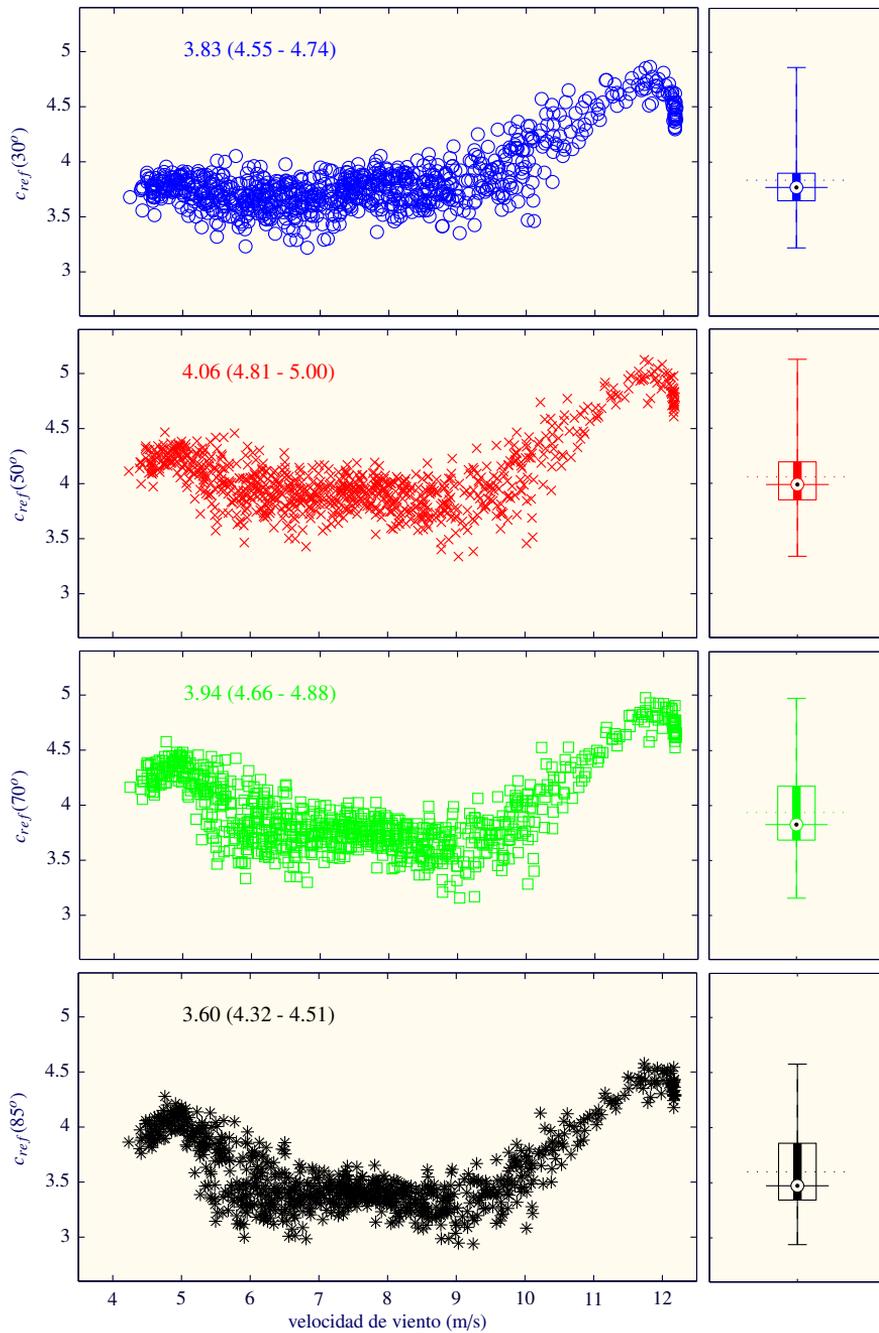


Figura A.4. Coeficientes $c_{ref}(\psi_k)$ para la BA_{cont} del AG-III, cuando se utiliza el método de estimación de fase ZCD-ZPF, un derivador $M = 99$ y $SCR = 20$.

Anexo B

ENSAYOS DE VERIFICACIÓN SEGÚN EL ESTÁNDAR IEC 61000-4-15

El estándar IEC 61000-4-15 define un número de ensayos, compuestos por distintas señales de tensión, con el objetivo de evaluar el funcionamiento de un medidor de flicker y la exactitud de sus medidas. Además, estas pruebas permiten clasificar a los medidores de flicker en tres clases diferentes: F1, F2 y F3.

En el proceso de verificación, un medidor de flicker básico (F3) debe proporcionar una desviación menor del $\pm 8\%$ con respecto al límite impuesto para el ensayo 1 y del $\pm 5\%$ para el ensayo 2. Para poder clasificar un medidor de flicker como altamente preciso (F1), éste debe proporcionar además desviaciones por debajo de los límites especificados para los demás ensayos que componen el proceso de verificación.

Tabla B.1. Resumen de las especificaciones de los ensayos de verificación del medidor de flicker IEC.

Ensayo	Características de la tensión	Parámetro de salida	Clase de precisión
1	Fluctuaciones sinusoidales y rectangulares.	P_{inst}	F1 F2 F3
2	Fluctuaciones rectangulares.	P_{st}	F1 F2 F3
3	Cambios de frecuencia.	P_{inst}	F1
4	Tensión distorsionada con múltiples pasos por cero.	P_{inst}	F1
5	Armónicos con banda lateral.	P_{inst}	F1
6	Salto de fase.	P_{st}	F1
7	Fluctuaciones rectangulares con ciclo trabajo.	P_{st}	F1 F2

En la Tabla B.1 se presenta un resumen de todas estas pruebas y el parámetro de salida a analizar en cada una de ellas.

B.1 DESCRIPCIÓN DE LOS ENSAYOS

Las especificaciones de los ensayos que aquí se presentan se corresponden con las definidas para un medidor de flicker de 230 V/50 Hz.

ENSAYO 1: FLUCTUACIONES SINUSOIDALES Y RECTANGULARES DE TENSIÓN

El estándar establece las amplitudes y frecuencias de las fluctuaciones de tensión, tanto sinusoidales como rectangulares, correspondientes a una percepción instantánea de flicker, $P_{inst,max}$, de valor unidad con una tolerancia de $\pm 8\%$.

El objetivo de esta prueba es el de analizar las características de la respuesta de los filtros y parámetros de escalado del medidor de flicker. A continuación se presentan la Tabla B.2 y la Tabla B.3, correspondientes a las tablas 1b y 2b del estándar IEC 61000-4-15, respectivamente.

Tabla B.2. Respuesta normalizada para fluctuaciones de tensión sinusoidales.

f_m (Hz)	$\frac{\Delta V}{V}$ (%)						
0.5	2.325	5.0	0.396	10.0	0.261	17.0	0.537
1.0	1.397	5.5	0.357	10.5	0.271	18.0	0.590
1.5	1.067	6.0	0.325	11.0	0.283	19.0	0.646
2.0	0.879	6.5	0.300	11.5	0.298	20.0	0.704
2.5	0.747	7.0	0.280	12.0	0.314	21.0	0.764
3.0	0.645	7.5	0.265	13.0	0.351	22.0	0.828
3.5	0.564	8.0	0.256	14.0	0.393	23.0	0.894
4.0	0.497	8.8	0.250	15.0	0.438	24.0	0.964
4.5	0.442	9.5	0.254	16.0	0.486	25.0	1.037
						33 1/3	2.128

Tabla B.3. Respuesta normalizada para fluctuaciones de tensión rectangulares.

f_m (Hz)	$\frac{\Delta V}{V}$ (%)						
0.5	0.509	5.5	0.268	11.0	0.222	20.0	0.553
1.0	0.467	6.0	0.248	11.5	0.233	21.0	0.585
1.5	0.429	6.5	0.231	12.0	0.245	21.5	0.592
2.0	0.398	7.0	0.216	13.0	0.272	22.0	0.612
2.5	0.370	7.5	0.207	14.0	0.308	23.0	0.680
3.0	0.352	8.0	0.199	15.0	0.341	24.0	0.743
3.5	0.342	8.8	0.196	16.0	0.376	25.0	0.764
4.0	0.332	9.5	0.199	17.0	0.411	25.5	0.806
4.5	0.312	10.0	0.203	18.0	0.446	28.0	0.915
5.0	0.291	10.5	0.212	19.0	0.497	30.5	0.847
						33 1/3	1.671

ENSAYO 2: FLUCTUACIONES RECTANGULARES

El estándar establece las amplitudes y frecuencias de siete fluctuaciones rectangulares con la finalidad de analizar los algoritmos de clasificación y evaluación estadística. En este caso el parámetro de salida a analizar es la severidad flicker, P_{st} , que debe tomar el valor unidad con una tolerancia del $\pm 5\%$.

Tabla B.4. Especificaciones de ensayo para fluctuaciones de tensión rectangulares.

f_m (cpm)	1	2	7	39	110	1620	4000
$\frac{\Delta V}{V}$ (%)	2.715	2.191	1.450	0.894	0.722	0.407	2.343

Se debe especificar además el rango de funcionamiento del medidor de flicker. Para ello, los valores de amplitud de la Tabla B.4 se multiplican por un factor k y se determina el P_{st} para ese factor. Se deberá especificar el rango de valores de k para los que el valor de severidad flicker se encuentra dentro de los límites de $P_{st} \pm 5\%$.

ENSAYO 3: FLUCTUACIONES COMBINADAS DE FRECUENCIA Y AMPLITUD

En este ensayo la frecuencia y la amplitud de la tensión va cambiando en intervalos de 4 segundos en cada paso por cero de la señal con los valores que se indican en la Tabla B.5. La máxima percepción instantánea de flicker obtenida, $P_{inst,max}$, debe ser la unidad permitiéndose una desviación del $\pm 8\%$. El objetivo de este ensayo es el de analizar el circuito de medida.

Tabla B.5. Especificaciones de ensayo para una combinación de variaciones de frecuencia y tensión.

Frecuencia del sistema (Hz)	Frecuencia variable (Hz)	Tensión variable (V)
50	49.75	230.000
	50.25	228.812

ENSAYO 4: TENSIÓN DISTORSIONADA CON MÚLTIPLES PASOS POR CERO

La señal está compuesta con la componente fundamental U y los niveles de armónicos de acuerdo a lo especificado en la Tabla B.6. Los armónicos presentan un desfase de π con respecto a la componente de 50 Hz. Esta tensión se modula después a 8.8 Hz y una profundidad de modulación de 0.25 %.

El parámetro a analizar es la máxima percepción instantánea de flicker, $P_{inst\ max}$, permitiéndose una desviación del $\pm 8\%$ respecto del valor unidad. El objetivo de este ensayo es analizar la estabilidad del circuito de control de entrada.

Tabla B.6. Especificaciones de ensayo para la tensión distorsionada por múltiples pasos por cero.

Orden del armónico ν	3	5	7	9	11	13	17	19	23	25	29	31
U_ν % de U	5	6	5	1.5	3.5	3.0	2.0	1.76	1.41	1.27	1.06	0.97

ENSAYO 5: ANÁLISIS DEL ANCHO DE BANDA MEDIANTE LA MODULACIÓN EN BANDA LATERAL DE ARMÓNICOS E INTERARMÓNICOS

El ensayo consiste en modular la tensión de red U superponiendo dos frecuencias separadas entre sí 10 Hz (f_ν , $f_i = f_\nu - 10$ Hz). El procedimiento consiste en ir incrementando el par de frecuencias f_ν y f_i en saltos de 50 Hz con el objetivo de obtener el ancho de banda del medidor de flicker. La frecuencia más alta $f_{\nu, \max}$ para la cual $P_{inst\ max} = 1$ con una tolerancia de $\pm 8\%$ se corresponderá con el ancho de banda de entrada del medidor.

El estándar establece que al menos $f_{\nu, \max} = 450$ Hz y que el mínimo valor del par de frecuencias f_ν y f_i con las que comenzar el análisis debe ser $f_i = 140$ Hz y $f_\nu = 150$ Hz, ambas para una amplitud relativa de $\frac{U_i}{U} = 3.611\%$.

ENSAYO 6: SALTOS DE FASE

Se generan una serie de saltos de fase en cada paso por cero positivo después de 1 min, 3 min y 9 min (± 10 s) del comienzo del periodo de observación de 10 min. Los ángulos de fase utilizados son $\Delta\beta = \pm 30^\circ$ y $\Delta\beta = \pm 45^\circ$.

El objetivo de este ensayo es el de analizar la estabilidad del circuito de control de entrada, el ancho de banda de entrada y los algoritmos utilizados en el análisis estadístico. La severidad flicker, P_{st} , observada tiene que corresponderse con los valores especificados en la Tabla B.7 con una tolerancia del $\pm 5\%$.

Tabla B.7. Especificaciones de ensayo para saltos de fase.

Salto de fase $\Delta\beta$	P_{st}
± 30	0.913
± 45	1.060

ENSAYO 7: FLUCTUACIONES RECTANGULARES CON UN CICLO DE UTILIZACIÓN DEL 20%

La tensión se modula rectangularmente a una frecuencia de 28 Hz con un ciclo de trabajo del 20% es decir, en un periodo de 60 segundos la señal permanece en un nivel 12 s y 48 s en el otro nivel. La amplitud relativa de la fluctuación debe ser de 1.418% y el parámetro de salida a analizar es el P_{st} que debe ser igual a la unidad con una tolerancia del $\pm 5\%$.

El objetivo de este ensayo es el de analizar los algoritmos utilizados en el análisis estadístico.

B.2 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DEL MEDIDOR DE FLICKER IEC

Se presentan los resultados obtenidos en la verificación de la implementación digital del medidor de flicker IEC utilizada durante el trabajo de tesis. Para la verificación del instrumento se han

generado analíticamente las señales de tensión definidas en cada uno de los ensayos.

ENSAYO 1

La Tabla B.8 y la Tabla B.9 muestran los valores máximos de P_{inst} obtenidos para las fluctuaciones sinusoidales y rectangulares definidas en las Tablas B.2 y B.3 respectivamente. Se muestran también los valores absolutos de desviación obtenidos con respecto a los requerimientos establecidos para este ensayo ($P_{inst\ max} = 1 \pm 8\%$). Se observa como para todos los puntos de prueba la desviación obtenida es claramente inferior a los límites establecidos.

Tabla B.8. Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 1 (sinusoidales).

f_m (Hz)	P_{inst}	Desv (%)									
0.5	1.010	1.0	5.0	1.003	0.3	10.0	1.001	0.1	17.0	0.998	0.2
1.0	1.003	0.3	5.5	1.000	0.0	10.5	1.002	0.2	18.0	0.997	0.3
1.5	1.001	0.1	6.0	0.997	0.3	11.0	0.998	0.2	19.0	0.997	0.3
2.0	1.001	0.1	6.5	1.001	0.1	11.5	1.001	0.1	20.0	0.996	0.4
2.5	1.001	0.1	7.0	1.001	0.1	12.0	0.998	0.2	21.0	0.994	0.6
3.0	1.000	0.0	7.5	0.998	0.2	13.0	0.997	0.3	22.0	0.995	0.5
3.5	1.002	0.2	8.0	1.003	0.3	14.0	0.999	0.1	23.0	0.994	0.6
4.0	1.001	0.1	8.8	1.000	0.0	15.0	0.998	0.2	24.0	0.994	0.6
4.5	1.002	0.2	9.5	1.001	0.1	16.0	0.998	0.2	25.0	0.992	0.8
									33 1/3	0.989	1.1

ENSAYO 2

Los resultados correspondientes a este ensayo se recogen en la Tabla B.10. En ella se muestran los valores de P_{st} obtenidos mediante el medidor de flicker IEC para cada una de las fluctuaciones rectangulares de la Tabla B.4 así como las desviaciones porcentuales con respecto al valor de P_{st} unidad. Se puede observar como en todos los puntos del ensayo las medidas se encuentran dentro del límite $P_{st} = 1 \pm 5\%$.

Tabla B.9. Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 1 (rectangulares).

f_m (Hz)	P_{inst}	Desv (%)									
0.5	0.998	0.2	5.5	1.000	0.0	11.0	0.999	0.1	20.0	0.997	0.3
1.0	0.998	0.2	6.0	0.998	0.2	11.5	0.997	0.3	21.0	0.994	0.6
1.5	1.000	0.0	6.5	1.001	0.1	12.0	0.999	0.1	21.5.0	0.995	0.5
2.0	0.999	0.1	7.0	0.997	0.3	13.0	0.999	0.1	22.0	0.994	0.6
2.5	0.998	0.2	7.5	1.003	0.3	14.0	1.001	0.1	23.0	0.993	0.7
3.0	1.000	0.0	8.0	0.996	0.4	15.0	0.998	0.2	24.0	0.993	0.7
3.5	0.998	0.2	8.8	1.000	0.0	16.0	0.996	0.4	25.0	0.993	0.7
4.0	1.000	0.0	9.5	1.000	0.0	17.0	0.996	0.4	25.5	0.992	0.8
4.5	0.997	0.3	10.0	1.002	0.2	18.0	0.996	0.4	28.0	0.992	0.8
5.0	1.000	0.0	10.5	1.002	0.2	19.0	0.995	0.5	30.5	0.995	0.5
									33 1/3	0.987	1.3

Tabla B.10. Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 2 con fluctuaciones rectangulares.

f_m (cpm)	1	2	7	39	110	1620	4000
P_{st}	1.006	1.008	1.009	1.000	0.999	0.998	0.988
Desviación (%)	0.6	0.8	0.9	0.0	0.1	0.2	1.2

ENSAYO 3

Aplicando los cambios de frecuencia y amplitud de la tensión especificados en la Tabla B.5, se obtuvo un valor de $P_{inst\ max} = 1.016$ presentando por tanto una desviación del 1.6 % con respecto al valor unidad. Ante la tolerancia permitida de este ensayo del $\pm 8\%$ el medidor de flicker IEC cumple con los requerimientos de este ensayo.

ENSAYO 4

Para la señal analítica distorsionada por múltiplos pasos por cero (ver Tabla B.6) el medidor de flicker IEC proporcionó un valor de $P_{inst\ max} = 1.000$ y por lo tanto cumple con los requerimientos de este ensayo.

ENSAYO 5

Dadas las especificaciones del ensayo 5, el medidor de flicker IEC presenta un ancho de banda de $f_{v,max} = 5$ KHz correspondiente a la mitad del valor de la frecuencia de muestreo utilizada ($f_s = 10$ KHz).

ENSAYO 6

Para la señal con los saltos de fase y con los requerimientos del ensayo especificados en la Tabla B.7 se puede observar en la Tabla B.11 cómo el medidor de flicker IEC cumple con las especificaciones de este ensayo mostrando desviaciones claramente inferiores al límite de $\pm 5\%$ de tolerancia establecido.

Tabla B.11. Resultados del medidor de flicker IEC para el ensayo 6.

Salto de fase	P_{st}	Desv (%)
-30°	0.914	0.11 ^a
+30°	0.911	0.22 ^a
-45°	1.063	0.28 ^b
+45°	1.056	0.38 ^b

^a Desviación porcentual respecto de $P_{st} = 0.913$
^b Desviación porcentual respecto de $P_{st} = 1.060$

ENSAYO 7

Para el ensayo 7 en el que se modula rectangularmente la señal con un ciclo de utilización del 20% el valor registrado por el medidor de flicker IEC fue de $P_{st} = 0.994$ presentando una desviación con respecto al valor unidad de 0.6%. La tolerancia en este ensayo era del $\pm 5\%$ por lo que el medidor se encuentra dentro de los límites establecidos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Parlamento Europeo, *Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*, Abril 2009.
- [2] Ministerio de Ciencia y Tecnología, IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España*, Diciembre 1999.
- [3] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, Agosto 2005.
- [4] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, Noviembre 2011.
- [5] Red Eléctrica de España, *El sistema eléctrico español 2004*, Junio 2005.
- [6] Red Eléctrica de España, *El sistema eléctrico español 2014*, Abril 2015.
- [7] European Wind Energy Association, "Wind energy scenarios for 2020," Julio 2014.
- [8] European Wind Energy Association, "Wind energy scenarios for 2030," Agosto 2015.
- [9] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd, 2 ed., 2012.
- [10] energiadoblezero, "Componentes de un aerogenerador." página web: <http://energiadoblezero.com/energias-renovables/energia-eolica/componentes-de-un-aerogenerador>, 2007.
- [11] R. Gasch and J. Twele, *Wind Power Plants*. London: James & James, 2002.

- [12] K. Yang, M. Bollen, E. A. Larsson, and M. Wahlberg, "Measurements of harmonic emission versus active power from wind turbines," *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 304–314, Marzo 2014.
- [13] A. Larsson, "Flicker emission of wind turbines during continuous operation," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, no. 1, pp. 114–118, 2002.
- [14] T. Sun, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, pp. 896–905, Diciembre 2005.
- [15] K. Yang, M. Bollen, E. Larsson, and M. Wahlberg, "A statistic study of harmonics and interharmonics at a modern wind-turbine," in *2014 IEEE 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 718–722, Mayo 2014.
- [16] K. Yang, M. Bollen, and E. Larsson, "Wind power harmonic aggregation of multiple turbines in power bins," in *2014 IEEE 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 723–727, Mayo 2014.
- [17] M. Bollen, S. Cundeva, S. Ronnberg, M. Wahlberg, K. Yang, and L. Yao, "A wind park emitting characteristic and non-characteristic harmonics," in *2010 14th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC)*, pp. S14–22–S14–26, Septiembre 2010.
- [18] M. Bollen, L. Yao, S. Ronnberg, and M. Wahlberg, "Harmonic and interharmonic distortion due to a windpark," in *2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, Julio 2010.
- [19] K. Yang, M. Bollen, and L. Yao, "Theoretical emission study of windpark grids: Emission propagation between windpark and grid," in *2011 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, pp. 1–6, Octubre 2011.
- [20] U. Axelsson, A. Holm, M. Bollen, and K. Yang, "Propagation of harmonic emission from the turbines through the collection grid to the public grid," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pp. 1–4, Junio 2013.
- [21] IEC 61000-2-1 - International Electrotechnical Commission, *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 2-1: Guide to electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems*, 1992.
- [22] A. Larsson, "Flicker and slow voltage variations from wind turbines," in *1996 7th International Conference on Harmonics and Quality of Power*

(ICHQP), (Las Vegas, USA).

- [23] P. Sorensen, J. Tande, L. Sondergaard, and J. Kledal, "Flicker emission levels from wind turbines," *Wind Engineering*, vol. 20, no. 1, pp. 39–46, 1996.
- [24] A. Larsson, "Guidelines for grid connection of wind turbines," in *15th International Conference on Electricity Distribution (CIRED'99) Nice, France*, Junio 1999.
- [25] P. Sorensen, G. Gerdes, R. Klosse, F. Santjer, N. Robertson, W. Davy, M. Koulouvari, E. Morfiadakis, and A. Larsson, "Standards for measurements and testing of wind turbine power quality," in *European Wind Energy Conference (EWEC'99) Nice, France*, Marzo 1999.
- [26] R. Jacobson and B. Gregory, "Wind Power Quality Test for Comparison of Power Quality Standards," National Renewable Energy Laboratory, 1999.
- [27] P. Jorgensen, J. O. Tande, A. Vikkelso, P. Norgand, J. S. Christensen, P. Sorensen, J. D. Kledal, and L. Sondergard, "Power quality and grid connection of wind turbines," in *Electricity Distribution. Part 1: Contributions. CIRED. 14th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ. No. 438)*, vol. 1, pp. 6–1, Junio 1997.
- [28] A. Larsson, P. Sorensen, and F. Santjer, "Grid impact of variable-speed wind turbines," in *European Wind Energy Conference (EWEC'99) Nice, France*, Marzo 1999.
- [29] T. Petru and T. Thiringer, "Modeling of wind turbines for power system studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 1132–1139, Noviembre 2002.
- [30] M. Papadopoulos, S. Papathanassiou, S. Tentzerakis, and N. Boulaxis, "Investigation of the flicker emission by grid connected wind turbines," in *1998. Proceedings. 8th International Conference On Harmonics and Quality of Power*, vol. 2, pp. 1152–1157 vol.2, 1998.
- [31] Z. Saad-Saoud and N. Jenkins, "Models for predicting flicker induced by large wind turbines," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 3, pp. 743–748, 1999.
- [32] L. Rademakers and R. Hunter, eds., *European wind turbine standards: project results, Non-nuclear energy JOULE II*. No. Report EUR 16898 EN in EUR Practical information and programmes, Luxembourg: Off. for Off. Publ. of the Europ. Communities, 1996.
- [33] J. Pierik, J. Dekker, H. Braam, B. Bulder, D. Winkelaar, G. Larsen, E. Morfiadakis, P. Chaviaropoulos, A. Derrick, and J. Molly, *European*

- wind turbine standards II (EWTS-II), subproject 6*, pp. 568–571. James and James Science Publishers, 1999.
- [34] MEASNET - Measuring Network of Wind Energy Institutes, *Draft - Measnet Measurement Procedure. Power Quality of Wind Turbines*, 1 ed., Noviembre 1996.
- [35] MEASNET - Measuring Network of Wind Energy Institutes, *Power quality measurement procedure*, 4 ed., Octubre 2009.
- [36] IEC 61400-21 - International Electrotechnical Commission, *Wind Turbine generator systems - Part 21: Measurement and assesment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, 1 ed., Diciembre 2001.
- [37] UNE-EN 61400-21 - AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, *Aerogeneradores - Parte 21: Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de las turbinas eólicas conectadas a la red*, 1 ed., Marzo 2003.
- [38] IEC 61400-21 - International Electrotechnical Commission, *Wind Turbines - Part 21: Measurement and assesment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*, 2 ed., Agosto 2008.
- [39] UNE-EN 61400-21 - AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, *Aerogeneradores - Parte 21: Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red*, 2 ed., Septiembre 2009.
- [40] IEC 61000-4-15 - International Electrotechnical Commission, *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4: Testing and Measurements Techniques - Section 15: Flickermeter Functional and Desing Specifications*, 2 ed., Agosto 2010.
- [41] UNE-EN 50160 - AENOR - Asociación Española de Normalización y Certificación, *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*, Marzo 2011.
- [42] K. Simons, "Das flackern des lichtetes in elektrischen beleuchtungsanlagen," *ETZ*, no. 37, 38 y 39, pp. 453–455, 465–468 y 474–476, 1917.
- [43] P. Ailleret, "Détermination des lois expérimentales du papillotement (flicker) en vue de leur application aux réseaux basse tension sur lesquels les changes varient périodiquement ou aléatoirement (soudeuses démarrages de moteurs)," *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, vol. 7, no. 77, pp. 257–262, 1957.
- [44] H. de Lange, "Eye's response at flicker fusion to square-wave modulation of a test field surrounded by a large steady field of equal mean luminance," *Journal of the optical society of America*, vol. 51, no. 4,

- pp. 415–421, 1961.
- [45] C. Rashbass, “The visibility of transient changes of luminance,” *The Journal of Physiology*, vol. 210, no. 1, p. 165, 1970.
- [46] J. Koenderink and A. van Doorn, “Visibility of unpredictably flickering lights,” *Journal of the Optical Society of America*, vol. 64, no. 11, pp. 1517–1522, 1974.
- [47] J. Koenderink and A. van Doorn, “Detectability of power fluctuations of temporal visual noise,” *Vision Res*, vol. 18, no. 2, pp. 191–195, 1978.
- [48] IEC 61000-3-3 - International Electrotechnical Commission, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current equal to or less than 16 A per phase and not subject to conditional connection*, 2 ed., Junio 2008.
- [49] K. Redondo, A. Lazkano, P. Saiz, J. J. Gutierrez, I. Azcarate, and L. A. Leturiondo, “Influence of the Fictitious Grid on Flicker Assessment of Grid Connected Wind Turbine,” in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, (Bilbao), Marzo 2013.
- [50] K. Redondo, A. Lazkano, P. Saiz, J. J. Gutierrez, L. A. Leturiondo, and I. Azkarate, “Effects of the digital differentiation on the flicker measurements in wind turbines,” in *2014 IEEE 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 263–267, Mayo 2014.
- [51] K. Redondo, A. Lazkano, J. J. Gutierrez, C. Alvarez Ortega, and E. Teixeira, “Influence of the Harmonic Distortion due to Modern Wind Turbines on the Bandwidth Requirement for Flicker Measurement,” in *13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Plants*, (Berlin, Germany), Noviembre 2014.
- [52] K. Redondo, A. Lazkano, P. Saiz, J. J. Gutierrez, I. Azcarate, and L. A. Leturiondo, “A strategy for improving the accuracy of flicker emission measurement from wind turbines,” *Electric Power Systems Research*, vol. 133, pp. 12 – 19, 2016.
- [53] M. Piekarz, M. Szlosek, Z. Hanzelka, A. Bien, A. Stankiewicz, and M. Hartman, “Comparative tests of flickermeters,” in *10th International Conference on Harmonic and Quality of Power (ICHQP)*, vol. 1, pp. 220–227, Octubre 2002.
- [54] M. Szlosek, Z. Hanzelka, A. Bien, M. Hartman, and M. Rogoz, “IEC Flickermeter used in power system monitoring - Part 1: Comparative

Tests," *Electrical Power Quality and Utilisation*, vol. 9, 2003.

- [55] J.-H. Lee and M. Devaney, "Accurate measurement of line frequency in the presence of noise using time domain data," in *1994 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference IMTC/94. Conference Proceedings. 10th Anniversary. Advanced Technologies in I amp; M*, pp. 1016–1019 vol.2, 1994.
- [56] V. Friedman, "A zero crossing algorithm for the estimation of the frequency of a single sinusoid in white noise," *IEEE Transactions on Signal Processing*, vol. 42, pp. 1565–1569, Junio 1994.
- [57] M. B. Duric and Z. R. Durisic, "Frequency measurement in power networks in the presence of harmonics using fourier and zero crossing technique," in *2005 IEEE Power Tech*, (Russia), 2005.
- [58] P. R. Sorensen, T. R. Pedersen, G. D. Gerdes, R. D. Klosse, F. D. Santjer, N. N. Robertson, W. N. Davy, M. C. Koulouvari, E. C. Morfiadakis, and A. C. Larsson, *European Wind Turbine Testing Procedure Developments Task 2: Power Quality*, Mayo 2001.
- [59] J. Ruiz, J. J. Gutierrez, A. Lazkano, and S. Ruiz de Gauna, "A Review of Flicker Severity Assessment by the IEC Flickermeter," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 59, pp. 2037–2047, Agosto 2010.
- [60] J. J. Gutierrez, L. A. Leturiondo, J. Ruiz, A. Lazkano, P. Saiz, and I. Azkarate, "Effect of the Sampling Rate on the Assessment of Flicker Severity Due to Phase Jumps," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, pp. 2215–2222, Octubre 2011.
- [61] D. Grillo, N. Pasquino, L. Angrisani, and R. S. L. Moriello, "An efficient extension of the zero-crossing technique to measure frequency of noisy signals," in *2012 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, pp. 2706–2709, Mayo 2012.
- [62] C. Demoulias and K. Gouramanis, "Voltage multiple-zero-crossings at buses feeding large triac-controlled loads," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, pp. 2853–2863, Octubre 2007.
- [63] F. J. Harris, "On the use of windows for harmonic analysis with the discrete fourier transform," *Proceedings of the IEEE*, vol. 66, pp. 51–83, Enero 1978.
- [64] A. V. Oppenheim and R. W. Schaffer, *Discrete-time signal processing*, pp. 398–399. Pearson Prentice Hall, 3rd ed., 2010.
- [65] T. W. Parks and C. Burrus, *Digital filter design*. 1987.

- [66] T. Parks and J. McClellan, "Chebyshev approximation for nonrecursive digital filters with linear phase," *IEEE Transactions on Circuit Theory*, vol. 19, no. 2, pp. 189–194, 1972.
- [67] C. Burrus, J. McClellan, A. Oppenheim, T. Parks, R. Schafer, and H. Schuessler, *Computer-Based exercises for signal processing using Matlab*. The Matlab curriculum series, Prentice Hall International, 1994.
- [68] I. Khan, "Digital differentiators based on Taylor series," *IEEE Transactions on Fundamentals of Electronics, Communications and Computer Sciences*, vol. 82, no. 12, pp. 2822–2824, 1999.
- [69] I. Khan and R. Ohba, "New design of full band differentiators based on Taylor series," *IEE Proceedings Vision, Image and Signal Processing*, vol. 146, no. 4, pp. 185–189, 1999.
- [70] IEC 61000-4-7 - International Electrotechnical Commission, *Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4: Testing and Measurement Techniques - Section 7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*, Agosto 2002.
- [71] T. Key, D. Nastasi, H. Sakulin, J. Harding, and T. Cooke, "System compatibility research project final report, task 21: Power line monitors, part II: Flickermeters," technical report, EPRI PEAC Corporation, 1999.
- [72] E. Gunther, "A proposed flicker meter test protocol," in *Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003. CIGRE/IEEE PES International Symposium*, pp. 235–240, Octubre 2003.
- [73] B. Andresen, P. Sorensen, F. Santjer, and J. Niiranen, "Overview, status and outline of the new revision for the IEC 61400-21 - "Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected Wind turbines",," in *12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power System*, (Londron (UK)), Octubre 2013.