



UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA

# **INTEGRACIÓN DE DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES EN SMART GRID**

MEMORIA DE TESIS DOCTORAL

*presentada por*

D. Rafael Jesús Real Calvo

*dirigida por:*

Dr. D. Antonio Moreno Muñoz  
Dr. D. Juan José González De la Rosa

**Córdoba, Marzo 2016**

TITULO: *Integración de dispositivos electrónicos inteligentes en Smart Grid*

AUTOR: *Rafael Jesús Real Calvo*

---

© Edita: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Córdoba. 2016  
Campus de Rabanales  
Ctra. Nacional IV, Km. 396 A  
14071 Córdoba

[www.uco.es/publicaciones](http://www.uco.es/publicaciones)  
[publicaciones@uco.es](mailto:publicaciones@uco.es)

---





## **TÍTULO DE LA TESIS:**

**Integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes en Smart Grid**

**DOCTORANDO: Rafael Jesús Real Calvo**

### **INFORME RAZONADO DEL/DE LOS DIRECTOR/ES DE LA TESIS**

(se hará mención a la evolución y desarrollo de la tesis, así como a trabajos y publicaciones derivados de la misma).

El doctorando Rafael Jesús Real Calvo comenzó los trabajos de tesis doctoral bajo nuestra supervisión en octubre de 2009. En su tesis doctoral se planteó la integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) desarrollando en ellos funcionalidades de seguridad, protección y calidad de la red eléctrica, de forma que puedan ser integrados en los distintos sistemas energéticos de una red eléctrica inteligente (Smart Grid).

Durante su trabajo, el doctorando ha realizado un análisis extensivo y pormenorizado del marco normativo nacional e internacional aplicable, así como de las especificaciones técnicas y funcionalidades adecuadas para el diseño del sistema.

En base a dicho estudio, se ha realizado el diseño de una arquitectura que aporta funcionalidad tanto en el ámbito de la calidad de suministro como en el de los sistemas de protección eléctricos. Esta arquitectura está preparada para trabajar en tiempo real y con capacidad de análisis determinista temporal en los datos que procesa el sistema. El diseño ha sido implementado en una plataforma capaz de operar como sistema embebido en un escenario de Smart Grid, dando lugar a un prototipo totalmente operativo. Este prototipo y su diseño han sido validados conforme a la normativa internacional, siguiendo protocolos de pruebas para equipos de clase A (los de más alta calidad en la normativa) y de clase S.

Se prevé que los resultados derivados de esta tesis tengan transferencia directa en la industria ya que buena parte de las técnicas y estrategias desarrolladas en el prototipo experimental son plenamente funcionales y han sido aplicadas en el contexto de proyectos de investigación competitivos del Ministerio de Industria.

Los directores estamos muy orgullosos del trabajo de Rafael y consideramos que ha realizado satisfactoriamente el trabajo de investigación que se presenta en esta memoria de tesis, alcanzando resultados de elevada relevancia científico-técnica.

Por todo ello, se autoriza la presentación de la tesis doctoral.

Córdoba, 28 de marzo de 2016

Firma de los directores

Fdo. Antonio Moreno Muñoz

Fdo.: Juan José González de la Rosa





*A mi mujer, Mara, y a mi hijo, Gabriel,  
por su cariño y apoyo inquebrantable.*



## Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer su apoyo y confianza a mis directores de tesis, Antonio Moreno Muñoz y Juan José González de la Rosa. Ellos han abierto un camino con sus investigaciones, que otros estamos aprovechando. El trabajo de Antonio, haciendo de pionero de nuestro entorno, en *Power Quality*, ha dado los frutos que se ven ahora. La seriedad y tesón de Juanjo, a la hora de plantear su investigación en procesado estadístico de señal, me ha servido de inspiración; en concreto, hay aportaciones en esta tesis, inspiradas en sus trabajos con *estadísticos de orden superior*. Sin estos contextos, probablemente, esta tesis no sería hoy una realidad.

A mi compañero Víctor, por su amistad y su saber hacer, humano y técnico. Sin su ayuda desinteresada, muchos de los logros alcanzados en esta tesis no hubieran sido posibles. En especial, por su colaboración y sus consejos en las tareas de programación; por algo es el *gurú* en *LabVIEW* del grupo.

A mi compañero Miguel, por su apoyo incondicional, por su ánimo, y por permitirme compartir con él las alegrías y desazones de los doctorandos. Por cierto, estoy seguro de que muy pronto estarás escribiendo unos agradecimientos como éstos.

Gracias a todos los compañeros del Departamento de Arquitectura de Ordenadores, Electrónica y Tecnología Electrónica, a Chema, Kiko, Isabel, José, Pepe, Juan,..., por haberme animado hasta el final y haber confiado en la consecución de esta tesis.

A todos los integrantes del equipo de investigación del proyecto SIDER, a Enrique y su grupo en Badajoz, a Juanjo y su grupo en Cádiz, y también a los miembros de nuestro grupo de investigación de Córdoba. Esta experiencia compartida se convirtió en un impulso importante para esta tesis.

A los miembros de mi familia, y en especial a los que ya no están. A mis amigos. Todos han contribuido en mi formación y mi carácter, y de alguna forma, también compartimos las responsabilidades en las derrotas y en las victorias. A todos ellos les estoy muy agradecido.

A mi madre, que seguro que se sentirá orgullosa. Espero tener ahora más tiempo para estar con ella.

A mi mujer, por su lealtad y confianza inquebrantables. Sin ella a mi lado, seguro que esta tesis no hubiera sido posible.

Y a mi hijo, Gabriel, por su cariño y sus besos, que me dan nuevas fuerzas para seguir adelante.

Gracias a todos.



## Abstract

The electricity sector is undergoing major changes both at management level as at the level of the market. One of the keys that are accelerating this change is the increasing penetration of *Distributed Energy Resources (DER)*, which is giving greater prominence to the distribution areas when considering the management of the electricity system. The complexity of the scenario that is expected in the near future requires that grid equipment will have the ability to interact in a much more dynamic system than in the present, where the connection interface must be equipped with the necessary intelligence and communication capability so that the entire system can be managed as a whole effectively. Today we are witnessing the transition from the traditional model of power system to a new system, active and intelligent, known as Smart Grid.

This thesis deals with the study of an *Intelligent Electronic Device (IED)*, which is oriented to providing solutions for the needs that the evolution of the electricity system requires. This IED is able to integrate into the current and future grid equipment, providing functionality and therefore added value to these systems. To locate the needs of these electronics devices, an extensive study of backgrounds has been conducted, beginning with analyzing the historical evolution of these systems, the characteristics of the electrical interconnection that these systems have to control, the various functions and solutions to be provided, finally arriving to a review of the current state of art. Within this background, also it carried out a regulatory review, at international and national level, needed to understand the point of view of the different requirements to be complied by these devices.

Then the specifications and considerations for the design of this IED and its multifunctional architecture are discussed. At this point of work some original approaches in design are proposed, these are related to the functional architecture of IED and the way of how the data should be synchronized, depending on the nature of events and different functions. The development of the device follows with the design of the various subsystems. Some novel algorithms are presented here, as the approach of anti-islanding system based on multiple weighted methods detection.

Once the architecture and functions of the IED have been designed, the development of a prototype based on a hardware platform is discussed. For this purpose, the needed requirements are analyzed, and the choice of a high-performance embedded platform that includes a processor and an FPGA is justified.

A Class A testing protocol applies to the prototype developed to test the monitoring parameters, according to the IEC 61000-4-30 and IEC 62586-2 standards. Also various tests to estimate the delays involved in protection algorithms are presented. Finally a real test scenario is discussed. This was carried out within the context of a project of the National Research Plan, where this prototype has been integrated into an inverter providing it with the necessary intelligence for a future Smart Grid context.

## Resumen

El sector eléctrico está experimentando cambios importantes tanto a nivel de gestión como a nivel de mercado. Una de las claves que están acelerando este cambio es la penetración cada vez mayor de los *Sistemas de Generación Distribuida (DER)*, que están dando un mayor protagonismo al usuario a la hora de plantear la gestión del sistema eléctrico. La complejidad del escenario que se prevé en un futuro próximo, exige que los equipos de la red tenga la capacidad de interactuar en un sistema mucho más dinámico que en el presente, donde la interfaz de conexión deberá estar dotada de la inteligencia necesaria y capacidad de comunicación para que todo el sistema pueda ser gestionado en su conjunto de manera eficaz. En la actualidad estamos siendo testigos de la transición desde el modelo de sistema eléctrico tradicional hacia un nuevo sistema, activo e inteligente, que se conoce como *Smart Grid*.

En esta tesis se presenta el estudio de un *Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)* orientado a aportar soluciones para las necesidades que la evolución del sistema eléctrico requiere, que sea capaz de integrarse en el equipamiento actual y futuro de la red, aportando funcionalidades y por tanto valor añadido a estos sistemas. Para situar las necesidades de estos IED se ha llevado a cabo un amplio estudio de antecedentes, comenzando por analizar la evolución histórica de estos sistemas, las características de la interconexión eléctrica que han de controlar, las diversas funciones y soluciones que deben aportar, llegando finalmente a una revisión del estado del arte actual. Dentro de estos antecedentes, también se lleva a cabo una revisión normativa, a nivel internacional y nacional, necesaria para situarse desde el punto de vista de los distintos requerimientos que deben cumplir estos dispositivos.

A continuación se exponen las especificaciones y consideraciones necesarias para su diseño, así como su arquitectura multifuncional. En este punto del trabajo, se proponen algunos enfoques originales en el diseño, relacionados con la arquitectura del IED y cómo deben sincronizarse los datos, dependiendo de la naturaleza de los eventos y las distintas funcionalidades. El desarrollo del sistema continua con el diseño de los diferentes subsistemas que lo componen, donde se presentan algunos algoritmos novedosos, como el enfoque del sistema anti-islanding con detección múltiple ponderada.

Diseñada la arquitectura y funciones del IED, se expone el desarrollo de un prototipo basado en una plataforma hardware. Para ello se analizan los requisitos necesarios que debe tener, y se justifica la elección de una plataforma embebida de altas prestaciones que incluye un procesador y una FPGA.

El prototipo desarrollado se somete a un protocolo de pruebas de Clase A, según las normas IEC 61000-4-30 e IEC 62586-2, para comprobar la monitorización de parámetros. También se presentan diversas pruebas en las que se han estimado los retardos implicados en los algoritmos relacionados con las protecciones. Finalmente se comenta un escenario de prueba real, dentro del contexto de un proyecto del Plan Nacional de Investigación, donde este prototipo ha sido integrado en un inversor dotándole de la inteligencia necesaria para un futuro contexto Smart Grid.

## Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>	Corriente Alterna
AI	<i>Artificial Intelligence</i>	Inteligencia Artificial
ARMA	<i>AutoRegressive Moving Average Models</i>	Modelos autorregresivos de media móvil
BSS	<i>Blind Signal Separation</i>	Separación Ciega de Señales
CPU	<i>Central Processing Uunit</i>	Unidad Central de Proceso
DAS	<i>Distribution Automation Systems</i>	Sistemas para la Automatización de la Distribución de la energía eléctrica
DC	<i>Direct Current</i>	Corriente Continua
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>	Equipos de Generación Distribuida
DG	<i>Distributed Generation</i>	Generación Distribuida
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>	Procesador Digital de Señal
EMC	<i>Electromagnetic Compatibility</i>	Compatibilidad Electromagnética
EMI	<i>Electromagnetic Interference</i>	Interferencia Electromagnética
ES	<i>Embedded Systems</i>	Sistemas Electrónicos Embebidos
ESPRIT	<i>Estimation of Signal Parameter via Rotational Invariance Techniques</i>	Estimación de parámetros de señales por técnicas de invarianza rotacional
EWMA	<i>Exponentially Weighted Moving Average</i>	Media móvil con ponderación exponencial
FDI	<i>Fault Detection and Isolation</i>	Detección de Falta y Aislamiento
FDIR	<i>Fault Detection, Isolation, and Reconfiguration</i>	Detección de Falta, Aislamiento, y Reconfiguración
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>	Transformada Rápida de Fourier
FIFO	<i>First In First Out</i>	Primero en entrar, primero en salir (pila de datos)
FPGA	<i>Field Programmable Gate Array</i>	
GLRT	<i>Generalized Likelihood Ratio Test</i>	Test de cociente de verosimilitud generalizado
GPS	<i>Global Positioning System</i>	Sistema de Posicionamiento Global
HD	<i>Harmonics Detection</i>	Detección de Armónicos
HOS	<i>Higher Order Statistics</i>	Estadísticos de Orden Superior
ICA	<i>Independent Component Analysis</i>	Análisis de Componentes Independientes
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>	Dispositivo Electrónico Inteligente
IP	<i>Internet Protocol</i>	Protocolo IP
ISR	<i>Interrupt Service Routine</i>	Interrupción (control)
LAN	<i>Local Area Network</i>	Red de Área Local
LOM	<i>Loss Of Mains</i>	Caída del sistema eléctrico
MUSIC	<i>Multiple Signal Classification</i>	Clasificación de Señal Múltiple
NDZ	<i>Non Detection Zone</i>	Zona de No Detección



OFP	<i>Over Frequency Protection</i>	Protección por subida de frecuencia
OVP	<i>Over Voltage Protection</i>	Protección de sobretensión
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>	Punto de Acoplamiento Común
PCI	<i>Peripheral Component Interconnect</i>	Interconexión de componentes periféricos (bus)
PJD	<i>Phase Jump Detection</i>	Detección de Salto de Fase
PLC	<i>Power Line Communications</i>	Comunicaciones por la línea de energía
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>	Lazo enganchado en fase
PMU	<i>Phasor Measurement Units</i>	Unidades de Medición Fasorial
PQ	<i>Power Quality</i>	Calidad de suministro eléctrico
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>	Protocolo para precisión temporal
RCMU	<i>Residual Current Monitoring Unit</i>	Unidad de monitorización de corriente residual
RMS	<i>Root Mean Square</i>	Valor eficaz o cuadrático medio
RT	<i>Real Time</i>	Tiempo Real
RTOS	<i>Real Time Operating System</i>	Sistema Operativos en Tiempo Real
SEP		Sistema Eléctrico de Potencia
SIDER	<i>Smart Inverter for Distributed Energy Resources</i>	Inversor Inteligente para Sistemas de Generación Distribuida
SNR	<i>Signal Noise Ratio</i>	Relación Señal-Ruido
SPC	<i>Statistical Process Control</i>	Control Estadístico de Procesos
SPI	<i>Serial Peripheral Interface</i>	Interfaz Periférico Serie (bus)
SPRT	<i>Sequential Probability Ratio Test</i>	Test de relación de probabilidad secuencial
TDMS	<i>Technical Data Management Streaming</i>	
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>	Distorsión Armónica Total
UFP	<i>Under Frequency Protection</i>	Protección por bajada de frecuencia
UVP	<i>Under Voltage Protection</i>	Protección por bajadas de tensión
WAN	<i>Wide Area Network</i>	Red de Área Extendida

## Índice de figuras

Figura 2.1. Funcionalidad de un IED de acuerdo a las características de la señal. ....	13
Figura 2.2. Contexto de aplicación del IED como control de la interconexión entre DER y el resto del sistema .....	14
Figura 2.3. Esquema de protección en generación distribuida [84]. ....	23
Figura 2.4. Esquema funcional de un relé adaptativo. ....	24
Figura 2.5. Diagrama funcional de una PMU .....	25
Figura 2.6. Esquema simplificado de un potencial escenario islanding.....	26
Figura 2.7. Posibles islas asociadas a sistemas de generación distribuida .....	26
Figura 2.8. Flujos de potencia en un escenario islanding.....	27
Figura 2.9. Fallo en una fase de la red no detectado por un inversor monofásico .....	28
Figura 2.10. Intervalos de 10 min con solapamiento de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30.....	36
Figura 2.11. Dispositivo de desconexión según la norma VDE V 0126-1-1.....	45
Figura 2.12. Comportamiento de los inversores en punto PCC de acuerdo con el P.O. 12.3 .....	56
Figura 3.1. Comparación entre estándares para la respuesta de tensión fuera de rango ..	62
Figura 3.2. Integración de arquitectura multifuncional en un IED.....	65
Figura 3.3. Estrategia para la distribución de tareas entre procesador/DSP y FPGA .....	66
Figura 3.4. Contexto de aplicación de la plataforma cRIO para el prototipo.....	68
Figura 3.5. Plataforma cRIO-9024 y chasis de expansión para módulos E/S .....	69
Figura 3.6. Conexión entre módulos de adquisición, FPGA y procesador.....	69
Figura 3.7. Arquitectura funcional del IED desarrollado .....	72
Figura 3.8. Diagrama de bloques del IED .....	73
Figura 3.9. Algoritmo de generación de alarmas por sobrepasar rangos operativos de tensión, frecuencia e inyección de corriente DC .....	74
Figura 3.10. Consola de rangos operativos de tensión y frecuencia.....	74
Figura 3.11. Pantalla de control de alarmas para inyección de corriente DC .....	75
Figura 3.12. Flujos de potencia en la conexión de un sistema fotovoltaico.....	76
Figura 3.13. Zona NDZ para cambios de tensión y frecuencia.....	77
Figura 3.14. Principio de funcionamiento del método PJD .....	79
Figura 3.15. Inclusión de un transformador entre carga y el interruptor de red .....	80
Figura 3.16. Esquema funcional del subsistema anti-islanding.....	83
Figura 3.17. Pantalla de operación anti-islanding.....	84
Figura 3.18. Algoritmo de desconexión y reconexión por recuperación de condiciones operativas .....	85
Figura 3.19. Consola del subsistema de conexión/reconexión.....	86
Figura 3.20. Algoritmo de detección de eventos basado en HOS.....	88
Figura 3.21. Diagrama de bloques del subsistema de análisis de eventos .....	89
Figura 3.22. Consola de operación del subsistema de análisis de eventos .....	90
Figura 3.23. Pantalla de presentación de datos de análisis armónico.....	91
Figura 3.24. Pantalla de presentación de las medidas de potencia y energía.....	92
Figura 3.25. Panel de control del IED.....	93
Figura 3.26. Pantalla de configuración del IED.....	94
Figura 3.27. Funcionalidad de comunicaciones del IED.....	95
Figura 3.28. Pantalla de gestión de la información intercambiada entre prototipo e inversor (Proyecto SIDER).....	96

Figura 3.29. Configuración de los ficheros de registro de datos.....	97
Figura 3.30. Ventana del interfaz de análisis de CPU .....	98
Figura 3.31. Pantalla de modo simulación para generar eventos. ....	99
Figura 4.1. Contexto y equipamiento de las pruebas de calidad en medidas.....	103
Figura 4.2. Resultado de las pruebas de incertidumbre en medidas de frecuencia.....	104
Figura 4.3. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de frecuencia .....	105
Figura 4.4. Resultado de las pruebas de incertidumbre en medidas de tensión.....	106
Figura 4.5. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de tensión.....	107
Figura 4.6. Comparación entre las fdp de las series de datos medidas en P1 (10% $V_{nom}=23$ V) con el prototipo y el registrador Yokogawa DL850E.....	108
Figura 4.7. Resultado de las pruebas de incertidumbre en medidas de desequilibrio ....	110
Figura 4.8. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (análisis estadístico).....	113
Figura 4.9. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (espectros armónicos).....	114
Figura 4.10. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (análisis estadístico).....	115
Figura 4.11. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (espectros armónicos).....	116
Figura 4.12. Comparación de las lecturas armónicas realizadas con el prototipo y con el analizador de red Fluke 434-II, en el punto P2 (150 Hz, 10% $V_{nom}$ ).....	117
Figura 4.13. Comparación de las lecturas armónicas realizadas con el prototipo y con el analizador de red Fluke 434-II, en el punto P3 (2500 Hz, 1% $V_{nom}$ ).....	118
Figura 4.14. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de interarmónicos de tensión (espectros armónicos).....	120
Figura 4.15. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de interarmónicos de tensión (análisis estadístico).....	121
Figura 4.16. Contexto de las pruebas para medida de respuesta temporal.....	122
Figura 4.17. Señales implicadas en las pruebas de respuesta temporal .....	123
Figura 4.18. Resultado de las pruebas de retardo en la generación de alarmas para los diferentes subsistemas de protección.....	125
Figura 4.19. Comparación de densidades de probabilidad en los datos de retardo para los diferentes subsistemas de protección.....	126
Figura 4.20. Comparación de diagramas de caja en los datos de retardo para los diferentes subsistemas de protección.....	126
Figura 4.21. Comparación de valores de respuesta temporal del prototipo con la normativa.....	127
Figura 4.22. Contexto de las pruebas del inversor inteligente SIDER.....	128
Figura 4.23. Aspecto del prototipo SIDER con el IED integrado.....	130
Figura 4.24. Escenario general de ensayos para el proyecto SIDER.....	130

## Índice de tablas

Tabla 2.1. Números de función de relé [84].	23
Tabla 2.2. Límites de distorsión de corriente en la norma IEC 61727	42
Tabla 2.3. Respuesta a tensiones anormales según la norma IEC 61727	43
Tabla 2.4. Respuesta a frecuencias anormales según la norma IEC 61727.	43
Tabla 2.5. Función de protección para tensión y frecuencia según la norma VDE 0126-1-1.	46
Tabla 2.6. Función de protección para corrientes residuales según la norma VDE 0126-1-1.	47
Tabla 2.7. Límites de distorsión de corriente en la norma IEEE 1547.	48
Tabla 2.8. Respuesta a tensiones anormales según la norma IEEE 1547.	49
Tabla 2.9. Respuesta a frecuencias anormales según la norma IEEE 1547.	49
Tabla 2.10. Límites de distorsión de corriente en la norma IEEE 929.	51
Tabla 2.11. Respuesta a tensiones anormales según la norma IEEE 929.	52
Tabla 2.12. Respuesta a frecuencias anormales según la norma IEEE 929.	53
Tabla 2.13. Rangos de parámetros eléctricos para el control de la interfaz con la red, según diferentes normativas.	58
Tabla 3.1. Resumen intervalos temporales de medida en IEC 61000-4-30	61
Tabla 3.2. Resumen algoritmos de agregación en IEC 61000-4-30	61
Tabla 3.3. Respuestas de diferentes normativas ante variaciones anormales de frecuencia	63
Tabla 3.4. Respuesta frente al islanding en diferentes normativas	64
Tabla 3.5. Respuesta en la recuperación de condiciones normales en red.	64
Tabla 4.1. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de frecuencia.	104
Tabla 4.2. Resumen de las pruebas de influencia sobre la incertidumbre en medidas de frecuencia.	105
Tabla 4.3. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de tensión	106
Tabla 4.4. Resumen de las pruebas de influencia sobre la incertidumbre en medidas de tensión	107
Tabla 4.5. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de desequilibrio	109
Tabla 4.6. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de armónicos de tensión	112
Tabla 4.7. Resumen pruebas de incertidumbre en medidas de interarmónicos de tensión	119
Tabla 4.8. Respuesta de las pruebas para medida del retardo en la generación de las señales de alarma.	124
Tabla 4.9. Valores estadísticos centrales y de dispersión de las pruebas de retardo para los diferentes subsistemas de protección	126
Tabla 4.10. Intercambio de datos entre el prototipo IED y el sistema de potencia	129



## Índice de contenidos

Agradecimientos .....	I
Abstract.....	I
Resumen.....	II
Abreviaturas.....	III
Índice de figuras.....	V
Índice de tablas .....	VII
Índice de contenidos .....	IX
1    Introducción.....	1
1.1. <i>Motivación y objetivos de la tesis</i> .....	1
1.2. <i>Sinopsis de la tesis</i> .....	3
1.3. <i>Contribuciones de la tesis</i> .....	4
1.3.1.    Aportaciones científicas derivadas directamente de la tesis doctoral.....	4
1.3.2.    Otras aportaciones científicas relacionadas con la tesis doctoral .....	5
2    Antecedentes y Fundamentos.....	11
2.1. <i>Evolución histórica en la monitorización del sistema eléctrico</i> .....	11
2.2. <i>Interconexión de generación distribuida con la red eléctrica</i> .....	13
2.3. <i>Requerimientos en los IED para el control de la interconexión</i> .....	15
2.4. <i>Revisión del estado del arte</i> .....	15
2.4.1.    Tratamiento de eventos en la red .....	15
2.4.2.    Protecciones en la interconexión de la red eléctrica .....	21
2.4.3.    Sistemas Anti-Islanding .....	25
2.5. <i>Revisión de estándares y normativa</i> .....	33
2.5.1.    La norma IEC 61000-4-30 .....	33
2.5.2.    La norma IEC 61727 .....	41
2.5.3.    La norma VDE 0126-1-1 .....	44
2.5.4.    La norma IEEE 1547 .....	47
2.5.5.    Las normas IEEE 929 y UL 1741 .....	50
2.5.6.    IEC 62116: Una norma específica anti-islanding.....	54
2.5.7.    Marco normativo actual en España .....	55
2.5.8.    Tabla resumen normativa.....	57
3    Materiales y Métodos .....	59
3.1. <i>Requerimientos temporales en el sistema</i> .....	59
3.1.1.    Requisitos temporales según la norma IEC 61000-4-30.....	59
3.1.2.    Requisitos temporales para protecciones según normativa.....	61

3.2.	<i>Multifuncionalidad y recursos de procesamiento</i> .....	65
3.3.	<i>Plataforma hardware</i> .....	66
3.3.1.	Requisitos funcionales .....	66
3.3.2.	Elección de la plataforma .....	67
3.3.3.	Adquisición de datos .....	69
3.4.	<i>Arquitectura del sistema</i> .....	70
3.4.1.	Consideraciones previas al diseño .....	70
3.4.2.	Planteamiento de la arquitectura funcional del sistema.....	70
3.5.	<i>Subsistemas de Protección</i> .....	73
3.5.1.	Rangos Operativos de Tensión, Frecuencia y Corriente DC .....	73
3.5.2.	Sistema Anti-Islanding .....	75
3.5.3.	Sistema de desconexión y reconexión de la red.....	84
3.6.	<i>Subsistemas de Calidad de Suministro</i> .....	86
3.6.1.	Análisis de Eventos.....	86
3.6.2.	Análisis Armónico.....	90
3.6.3.	Potencia y Energía .....	91
3.7.	<i>Subsistemas de Gestión del IED</i> .....	92
3.7.1.	Panel de Control.....	92
3.7.2.	Configuración .....	93
3.7.3.	Comunicaciones .....	94
3.7.4.	Registro de datos.....	96
3.7.5.	Análisis de CPU.....	97
3.7.6.	Modo simulación.....	98
4	Resultados y Discusión .....	101
4.1.	<i>Introducción sobre los ensayos experimentales</i> .....	101
4.2.	<i>Pruebas de calidad para medidas de parámetros eléctricos</i> .....	102
4.2.1.	Contexto de las pruebas de calidad para medidas .....	102
4.2.2.	Pruebas para medidas de frecuencia.....	104
4.2.3.	Pruebas para medidas de tensión.....	106
4.2.4.	Pruebas para medidas de desequilibrio entre fases .....	109
4.2.5.	Pruebas para medidas de armónicos de tensión.....	112
4.2.6.	Pruebas para medidas de interarmónicos de tensión.....	119
4.3.	<i>Pruebas de respuesta temporal de las funciones de protección</i> .....	122
4.3.1.	Contexto de las pruebas de respuesta temporal .....	122
4.3.2.	Resultados y discusión de las pruebas de respuesta temporal .....	123
4.4.	<i>Integración del prototipo IED en un inversor</i> .....	128
5	Conclusiones y trabajo futuro .....	131
5.1.	<i>Conclusiones</i> .....	131
5.2.	<i>Trabajo futuro</i> .....	133

---

6	Bibliografía.....	137
	Anexo A: Publicaciones.....	147





# 1 Introducción

En este capítulo se comenta el contexto de aplicación de la investigación, en torno a la problemática de las nuevas necesidades que se demandan en el sistema eléctrico y su evolución a una red activa e inteligente, conocida como Smart Grid. Para ello se expone la motivación que ha impulsado esta tesis y la metodología que se ha seguido para llevarla a cabo, así como los objetivos que se han perseguido. A continuación se describen los contenidos del resto de los capítulos del documento. Finaliza con las contribuciones científicas derivadas de esta investigación.

## 1.1. Motivación y objetivos de la tesis

La liberalización y la reestructuración del sector eléctrico en muchos países, especialmente en Europa y EE.UU., ha conducido a un nuevo escenario que está cambiando los tradicionales modelos técnicos y económicos de este mercado. Una de estas consecuencias es el aumento de la competitividad entre las compañías eléctricas, lo que las lleva a intentar sacar el máximo rendimiento a sus recursos. En algunos casos, incluso tienden a operar los sistemas de potencia muy cerca de sus límites, por lo que aumenta la probabilidad de sufrir cortes en el servicio [1]. Por otro lado, el modelo de sistema eléctrico está evolucionando, entre otras causas, por el rápido desarrollo que está teniendo lugar en los sistemas de generación distribuida y su integración dentro de la producción de las compañías eléctricas [2].

En la actualidad se debate una evolución conceptual y tecnológica de la red eléctrica, definida en el concepto *Smart Grid* [3], [4], planteándose una red activa, dotada de inteligencia autónoma, que tenga la capacidad de reconfigurarse según las necesidades locales, mejorando los tiempos de restablecimiento del suministro e incrementando la eficiencia en general [5]. Estamos, por tanto, ante un escenario que demanda un esfuerzo en el desarrollo de los llamados *Sistemas para la Automatización de la Distribución de la energía eléctrica* o *Distribution Automation Systems (DAS)* que, junto con el empleo de sistemas de comunicación, permiten a una compañía eléctrica controlar y coordinar, de forma remota y en tiempo real, los sistemas encargados de la distribución de la energía [6].

Esta tesis investiga el desarrollo de funcionalidades de seguridad, protección y calidad de la red eléctrica, y sus posibilidades de aplicación con *Dispositivos Electrónicos Inteligentes* o *Intelligent Electronic Devices (IED)*, de forma que puedan ser integrados en los sistemas DAS de Smart Grid.

La metodología planteada para el desarrollo de esta tesis doctoral está basada en los siguientes puntos:

- Revisión y análisis del estado del arte, así como estándares y normativa aplicable, de forma que se analice en profundidad el contexto tecnológico dentro del campo de aplicación de los IED al sistema eléctrico, destacando los ámbitos de las protecciones en sistemas de generación eléctrica y la calidad de suministro (*Power Quality, PQ*).
- Definición y desarrollo teórico de sistemas seguridad y calidad para el sistema eléctrico, de forma que justifique su integración en el equipamiento de una red Smart Grid.
- Utilización de entornos de simulación para el desarrollo de modelos que validen el funcionamiento de los sistemas definidos teóricamente. La metodología se basa en la simulación de diferentes contextos críticos, para el equipamiento y/o para la propia red, con el fin de establecer el correcto funcionamiento de los sistemas propuestos.
- Desarrollo de un prototipo basado en una plataforma hardware embebida capaz de implementar los modelos diseñados en tiempo real. Su desarrollo se basa en software de programación, análisis y síntesis, y se implementará utilizando la tecnología propia de la plataforma hardware.
- Definición y ejecución de un protocolo de pruebas y ensayos para la correcta validación de los resultados de los sistemas implementados en el prototipo.
- Estudio de posibilidades de integración de IED en el entorno del equipamiento de una red Smart Grid.

Con esta tesis doctoral se pretende desarrollar sistemas electrónicos inteligentes para mejorar el rendimiento del equipamiento eléctrico, especialmente de generación distribuida, en el ámbito de la seguridad y la calidad de suministro, susceptibles de ser integrados en el equipamiento de una red Smart Grid.

Para ello se pretenden alcanzar los siguientes objetivos:

- Investigar las características de los sistemas detección de los límites de variación de los parámetros eléctricos a nivel local, es decir, en el emplazamiento del sistema.
- Investigar las bases teóricas de sistemas que detecten y actúen sobre situaciones críticas que afectan a una determinada área de la red, tales como cortes de suministro y aislamiento de generación distribuida de la red principal (*islanding*).
- Desarrollo de modelos y funcionalidades para estos sistemas, estimando su comportamiento en tiempo real, con objeto de integrarlos en la red eléctrica y futura Smart Grid.
- Definir y desarrollar un prototipo de IED, basado en hardware de sistemas embebidos, con procesamiento en tiempo real, que sea capaz de implementar los sistemas teóricos y modelos definidos anteriormente.
- Establecer conclusiones sobre la integración de IED, basados en plataformas embebidas, en el equipamiento de una red Smart Grid.

## 1.2. Sinopsis de la tesis

El documento de esta tesis está dividido en cinco capítulos. En este primer capítulo se sitúa el contexto de aplicación de la investigación, la motivación que la impulsa y los objetivos que se persiguen. A continuación se describen los contenidos del resto de los capítulos del documento.

- *Capítulo 2 - Antecedentes y Fundamentos:* Este capítulo se inicia con un análisis de la evolución histórica de los sistemas electrónicos inteligentes aplicados al ámbito de las redes eléctricas. Se describen las necesidades que están surgiendo en torno a la interconexión entre los sistemas de generación distribuida y la red eléctrica. Se enumeran y comentan los requerimientos genéricos que necesitaría un IED para el control inteligente de la interconexión. Desarrolla una revisión del estado del arte y finaliza con una revisión de la normativa aplicable al contexto de la tesis.
- *Capítulo 3 – Materiales y Métodos:* Se analizan en detalle los requerimientos temporales de estos sistemas en base a la normativa. El capítulo trata a continuación la relación entre la multifuncionalidad y los recursos de procesamiento que debe tener un IED en el contexto del control de la interconexión. Se comentan los requisitos para la elección de una plataforma hardware donde implementar un prototipo y se elige esta. Continúa el capítulo analizando y proponiendo una arquitectura para el sistema. Para terminar describe los subsistemas y funciones que componen el prototipo del IED desarrollado.
- *Capítulo 4 – Resultados y Discusión:* En este capítulo se describe la metodología experimental utilizada en los ensayos. Se exponen y discuten los resultados de los ensayos de validación del prototipo desarrollado, desde el punto de vista de la calidad de los parámetros eléctricos medidos con él, y desde el enfoque de la respuesta temporal de los subsistemas de protección. Finaliza el capítulo exponiendo la experiencia de integración real del prototipo en un inversor fotovoltaico, para dotarlo de funciones de protección y calidad de suministro.
- *Capítulo 5 – Conclusiones y trabajo futuro:* Se plantean los aspectos concluyentes de la investigación, señalando aquellas cuestiones destacables y comentando aquellos puntos susceptibles de mejora. Se finaliza planteando una serie de direcciones y enfoques para posibles investigaciones futuras relacionadas con esta tesis.

### **1.3. Contribuciones de la tesis**

La presente tesis ha dado lugar a una serie de publicaciones que se detallan a continuación. Estas contribuciones se dividen en dos secciones, las surgidas directamente de la tesis y aquellas que son fruto de investigaciones relacionadas con ella. En estas secciones las publicaciones aparecen en orden cronológico inverso. La publicación científica con índice de impacto derivada de esta tesis, pueden consultarse más ampliamente en el Anexo A.

#### **1.3.1. Aportaciones científicas derivadas directamente de la tesis doctoral**

##### **1.3.1.1. Revistas con índice de impacto**

*An Embedded System in Smart Inverters for Power Quality and Safety Functionality*

Revista: Energies.

Autores: R. Real-Calvo, A. Moreno-Munoz, J. Gonzalez-De-La-Rosa, V. Pallares-Lopez, M. Gonzalez-Redondo, and I. Moreno-Garcia.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2014: 2.072.

Cuartil: Q2 en JCR; Q1 en SJR.

Volumen: 9, número: 3. Páginas: 219. DOI: 10.3390/en9030219.

Fecha de publicación: 18 Marzo 2016.

##### **1.3.1.2. Aportaciones a congresos**

*Intelligent electronic device for the control of distributed generation*

Congreso: 2014 IEEE Fourth International Conference on Consumer Electronics Berlin (ICCE-Berlin).

Autores: R. J. Real-Calvo, A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, M. J. Gonzalez-Redondo, and J. M. Flores-Arias.

Páginas: 268–269. DOI: 10.1109/ICCE-Berlin.2014.7034338.

Fecha de publicación: 5 Febrero 2015

*Active functions implementation in smart inverters for distributed energy resources*

Congreso: 2013 International Conference-Workshop Compatibility And Power Electronics.

Autores: E. Romero-Cadaval, V. M. Minambres-Marcos, A. Moreno-Munoz, R. J. Real-Calvo, J. J. Gonzalez de la Rosa, and J. M. Sierra-Fernandez.

Páginas: 52–57. DOI: 10.1109/CPE.2013.6601128.

Fecha de publicación: 2013

*Design of an Intelligent Electronic Device to control a private microgrid*

Congreso: 2012 IEEE International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin).

Autores: Real-Calvo, R.J.; Moreno-Munoz, A.; Pallares-Lopez, V.; Gonzalez-Redondo, M.J.; Moreno-Garcia, I.M.

Páginas: 99-101. DOI: 10.1109/ICCE-Berlin.2012.6336492.

Fecha de publicación: Sep 2012.

*An Intelligent Electronic Device prototype for electric vehicle environments*

Congreso: 2012 IEEE International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin).

Autores: R. J. Real-Calvo, J. J. Luna Rodriguez, V. Osuna Carmona, F. J. Bellido Outeirino, and I. Santiago Chiquero.

Páginas: 71–75. DOI: 10.1109/ICCE-Berlin.2012.6336538.

Fecha de publicación: Sep 2012.

### **1.3.2. Otras aportaciones científicas relacionadas con la tesis doctoral**

#### **1.3.2.1. Revistas con índice de impacto**

*Influence of data-related factors on the use of IEC 61850 for power utility automation*

Revista: Electric Power Systems Research.

Autores: M. J. Gonzalez-Redondo, A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, and R. J. Real-Calvo.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2014: 1.749.

Cuartil: Q2 en JCR; Q1 en SJR.

Volumen: 133. Páginas: 269–280. DOI: 10.1016/j.epsr.2015.12.028.

Fecha de publicación: Abril 2016.

*Grid-Tied Smart Inverter Safety Functionality: Fast Power Quality Event Detection*

Revista: MIDEEM - Journal of Microelectronics, Electronic Components and Materials.

Autores: Isabel M. Moreno-Garcia, Antonio Moreno-Munoz, Aurora Gil-de-Castro, Rafael Real-Calvo, Emilio J. Palacios-Garcia, Miguel J. González-Redondo.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2014: 0.242.

Cuartil: Q4 en JCR; Q3 en SJR.

Volumen: 45, número: 3. Páginas: 204 – 215. DOI: En edición.

Fecha de publicación: 2015.

*Development of a software application to evaluate the performance and energy losses of grid-connected photovoltaic systems*

Revista: Energy Conversion and Management.

Autores: D. Trillo-Montero, I. Santiago, J. J. Luna-Rodriguez, R. Real-Calvo.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2014: 4.380.

Cuartil: Q1 en JCR; Q1 en SJR.

Volumen: 81, número: 0. Páginas: 144–159. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.02.026.

Fecha de publicación: 2014.

*Implementation of a Smart Grid Inverter through Embedded Systems*

Revista: Electronics and Electrical Engineering.

Autores: Moreno-García, Isabel-Maria; Moreno-Munoz, Antonio; Domingo-Perez, Francisco, Pallares-Lopez, Victor; Real-Calvo, Rafael-Jesus; Santiago-Chiquero, I.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2014: 0,4.

Cuartil: Q4 en JCR; Q3 en SJR.

Volumen: 19, número: 3. Páginas: 3-6. DOI: 10.5755/j01.eee.19.3.1378.

Fecha de publicación: Feb 2013.

*Embedding Synchronized Measurement Technology for Smart Grid development*

Revista: IEEE Transactions on Industrial Informatics.

Autores: Moreno-Muñoz, A., Pallares-López, V., de La Rosa, J.J.G., Redondo, M.G., Real-Calvo, R., García, I.M.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2013: 8.785.

Cuartil: Q1 en JCR; Q1 en SJR.

Volumen: 9, número: 1. Páginas: 52 – 61. DOI: 10.1109/TII.2012.2209659.

Fecha de publicación: Feb 2013.

*Synchrophasor for Smart Grid with IEEE 1588-2008 Synchronism*

Revista: Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review)

Autores: Pallares-López, V., Moreno-Muñoz, A., de La Rosa, J.J.G., Redondo, M.G., Real-Calvo, R., García, I.M., de Castro, A.G., Pérez, F.D.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2011: 0.224.

Cuartil: Q4 en JCR; Q3 en SJR.

Fecha de publicación: Enero 2012. Vol. 88, Número 1 A, páginas 31 -36.

ISSN: 0033-2097. Referencia: pe.org.pl/articles/2012/1<sup>a</sup>/6.pdf.

*Distributed DC-UPS for energy smart buildings*

Revista: Energy and Buildings.

Autores: A. Moreno-Munoz, J. J. G. De La Rosa, V. Pallarés-Lopez, R. J. Real-Calvo, and A. Gil-De-Castro.

Índice de impacto según JCR de ISI Web 2011: 2.386.

Cuartil: Q2 en JCR; Q1 en SJR.

Fecha de publicación: 2011. Vol. 43, número 1 A, páginas 93–100.

ISSN: 03787788. DOI: 10.1016/j.enbuild.2010.08.018.

**1.3.2.2. Capítulos de libro***Platform for Embedded Systems Design in the Smart Grid Framework*

Libro: Frontiers in Computer Education.

Serie: Advances in Intelligent and Soft Computing.

Autores: Isabel Moreno-García, A. Moreno-Muñoz, Víctor Pallares-López, R. Real-Calvo.

Volumen 133, 2012, pp 593-600.

Editorial: Springer Berlin Heidelberg.

Print ISBN: 978-3-642-27551-7.

eBook: ISBN: 978-3-642-27552-4: Id. Digital: 10.1007/978-3-642-27552-4\_80.

*Deterministic Ethernet Synchronism with IEEE 1588 Base System for Synchrophasor in Smart Grid and Integration in IEC 61850 Standard.*

Libro: Communication and Networking in Smart Grids.

Autores capítulo 9: Víctor Pallares-López, A. Moreno-Muñoz, M. González-Redondo, R. Real-Calvo, I. M. Moreno-García and Juan José González de la Rosa.

Autor del Libro: Yang Xiao, The University of Alabama, Tuscaloosa, USA.

Páginas: 195–215. Fecha de publicación: 25 de Abril 2012 con 325 páginas.

Editorial: CRC Press (Taylor and Francis Group).

Referencia: <http://www.crcpress.com/product/isbn/9781439878736>.

Print ISBN: 978-1-4398-7873-6.

eBook: ISBN: 978-1-4398-7872-9: Id. Digital: 10.1201/b11897-12.



### 1.3.2.3. Aportaciones a congresos

*Analysis of variations in PV production, focussing on storage and dispatchability decisions*

Congreso: 2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT).

Autores: I. Santiago, D. Trillo-Montero, J. J. Luna-Rodriguez, R. Real-Calvo, and A. Moreno-Munoz.

Páginas: 2884–2889. DOI: 10.1109/ICIT.2015.7125523.

Fecha de publicación: 16 Junio 2015.

*IEC 61850 GOOSE transfer time measurement in development stage*

Congreso: 2013 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE).

Autores: M. J. Gonzalez-Redondo, A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, R. J. RealCalvo, M. A. O. Lopez, and I. M. Moreno-Garcia.

Páginas: 1-6. DOI: 10.1109/ISIE.2013.65637622.

Fecha de publicación: May 2013.

*Testing transfer time in development stage for IEC 61850 based IEDs*

Congreso: ARSA 2012, Proceedings in Advanced Research in Scientific Areas 2012.

Autores: M. J. González-Redondo, A. Moreno-Munoz, V. Pallarés-Lopez, R. J. Real-Calvo, and I. M. Moreno-Garcia

Páginas: 1644–1648. ISBN: 978-80-554-0606-0. ISSN: 1338-9831.

Fecha de publicación: Diciembre 2012.

*Smart Grid Inverter Interface: Statistical approach applied to event detection*

Congreso: AMPS 2012 - IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems.

Autores: IM Moreno-Garcia, A Moreno-Munoz, F Domingo-Perez, V Pallares Lopez, R. Real-Calvo, De la Rosa, JJ Gonzalez.

Páginas: 1-6. DOI: 10.1109/AMPS.2012.6343987.

Fecha de publicación: Sept 2012.

*Intelligent Electronic Device for Smart Grid: Statistical Approach Applied to Event Detection*

Congreso: IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society.

Autores: Moreno-Garcia, I. M.; Moreno-Munoz, A.; Domingo-Perez, F.; Pallares-Lopez, V.; Real-Calvo, R. J.; Gonzalez-de-la-Rosa, J. J.

Páginas: 5221-5226. DOI: 10.1109/IECON.2012.638954.

Fecha de publicación: Feb 2012.

*Synchronism with Software-Based IEEE 1588–2008 for Smart Grid*

Congreso: 2011 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE).

Autores: V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Munoz, M. Gonzalez-Redondo, R. Real-Calvo, I. M. Moreno-García, J. M. Flores Arias, A. G. de Castro, and J. J. G. de la Rosa.

Páginas: 1237-1242. DOI: 10.1109/ISIE.2011.5984335.

Fecha de publicación: Jun 2011.

*Synchrophasor integration in IEC 61850 standard for SmartGrid and synchronism with PTP-base system*

Congreso: 2011 6th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA).

Autores: V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Munoz, M. Gonzalez-Redondo, R. Real-Calvo, I. M. García, and J. J. G. de la Rosa.

Páginas: 1507-1512. DOI: 10.1109/ICIEA.2011.5975829.

Fecha de publicación: Jun 2011.

*Deterministic Ethernet synchronism with PTP-base system for synchrophasor in Smart Grid*

Congreso: 2011 7th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics, CPE 2011 - Conference Proceedings.

Autores: V. Pallares-Lopez, A. A. Moreno-Muñoz, M. González-Redondo, R. Real-Calvo, I. M. García, A. G. De Castro, F. D. Pérez, and J. J. G. De La Rosa.

Páginas: 22–27. DOI: 10.1109/CPE.2011.5942201.

Fecha de publicación: 2011.

*Embedding measurement in Distribution Automation Systems*

Congreso: 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE 2010.

Autores: A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De La Rosa, R. J. Real-Calvo, and V. Pallarés.

Páginas: 3722–3727. DOI: 10.1109/ISIE.2010.5637698.

Fecha de publicación: 2010.

*A IEEE1588-BASED system for synchronized PMUs and protective relaying functions*

Congreso: SPEEDAM 2010 - International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion.

Autores: V. Pallarés-López, A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De La Rosa, and R. Real-Calvo.

Páginas: 593–598. DOI: 10.1109/SPEEDAM.2010.5542201.

Fecha de publicación: 2010.



# 2 Antecedentes y Fundamentos

Se expone en este capítulo una visión de conjunto relacionada con los sistemas electrónicos inteligentes aplicados al control de la conexión eléctrica, generalmente entre generación distribuida y el resto de la red. Para ello se aborda un análisis de la evolución histórica de estos sistemas electrónicos, y se describen las necesidades que están surgiendo en torno a la problemática de esta interconexión. El capítulo trata los requerimientos genéricos que necesitaría un IED en relación con este tipo de funciones, y aborda una revisión completa, tanto a nivel del estado del arte como de la normativa aplicable.

## 2.1. Evolución histórica en la monitorización del sistema eléctrico

Tradicionalmente las redes de energía eléctrica han necesitado de equipos que monitoricen sus parámetros más característicos, debido a dos razones fundamentales:

- Mejorar el rendimiento y la explotación de todo el sistema, por medio de la interpretación de una serie de parámetros.
- Aportar seguridad, implementando procedimientos de protección frente a los riesgos inherentes al sistema eléctrico.

La primera premisa da lugar al concepto de calidad de suministro [7]–[10], que guarda una estrecha relación con la eficiencia de la red y de la producción eléctrica. Por otra parte, la seguridad y la protección se plantean como una necesidad, debido a los riesgos inherentes en la generación y distribución eléctrica, desde los mismos albores de esta industria. Es por ello que la integración de los sistemas de monitorización en el equipamiento de la red, han jugado un papel crucial en la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico [11].

La monitorización en los equipos ha ido evolucionando en las últimas décadas según la tecnología del momento, aportando soluciones tanto en protecciones como en calidad de suministro, de forma que se habla de cuatro generaciones de equipos [12]. Los primeros equipos, a mediados de los 70<sup>º</sup>, presentaban los datos en modo texto. Siguió otra generación de equipos que incluían información gráfica de las formas de onda capturadas durante los eventos registrados. La era digital, a mediados de los 80<sup>º</sup>, permitió aumentar las tasas de muestreo, proporcionando información detallada en frecuencias medias y altas, de gran utilidad en eventos de carácter transitorio. Sin embargo, en esta

época seguía existiendo una dependencia significativa de la tecnología analógica, desarrollándose relés de protección cuya eficiencia dependía de la precisión de los componentes analógicos utilizados; esto implicaba a su vez diversos problemas, como la deriva con la temperatura, los cambios de la tensión de alimentación, la necesidad de compensar tensiones, o el envejecimiento.

La cuarta generación, en la que nos situamos, está basada íntegramente en tecnología digital, aliviando así los problemas con el hardware analógico. Además, se ha logrado modularizar los diversos subsistemas que componen estos equipos, utilizando diferentes interfaces estandarizados [13]–[19]. Este hecho está dando lugar a un aumento del desarrollo de los equipos que monitorizan y controlan la red eléctrica, a la vez que se han reducido costes, proporcionando una continua mejora de la flexibilidad y sofisticación de estos sistemas.

Los relés utilizados tradicionalmente, tanto electromecánicos como de estado sólido, han cumplido con los requisitos de protección de la interconexión; sin embargo cada uno solía estar dedicado a una única función concreta. El rápido avance de la tecnología digital ha cambiado este paradigma radicalmente en muchos aspectos. Uno de los cambios más significativos ha sido el desarrollo de procesadores digitales orientados a señales (*Digital Signal Processor, DSP*), que han permitido una mejora significativa de los algoritmos de procesamiento de señal [20]. También hay que señalar un impulso creciente en los sistemas de adquisición y presentación de datos, y en los diseños de interfaz de usuario, aportando una mayor flexibilidad en el control de la interconexión con la red eléctrica. Todas estas circunstancias han hecho que sea posible la integración de varias funciones en un único dispositivo. Es en este contexto donde actualmente cobran protagonismo los IED, y más concretamente los Sistemas Electrónicos Embebidos (*Embedded Systems, ES*) [6], [21]. En estos sistemas se pueden implementar tanto funciones de protección como de medición de calidad de suministro, e incluso ambas simultáneamente.

Así pues, estos IEDs, debido a su alta capacidad de integración, proporcionan una alternativa económicamente viable tanto para la protección de la interconexión como para aplicaciones de calidad de suministro. En particular, los sistemas electrónicos embebidos ofrecen una serie de ventajas añadidas, como son: rendimiento mejorado, mayor flexibilidad, menor espacio y cableado, así como una mayor orientación a la multifuncionalidad [6].

Por otro lado la generación distribuida, asociada fundamentalmente a las energías renovables, está teniendo un desarrollo notable en muchos países por motivos políticos y estratégicos. Dada la tendencia del mercado eléctrico a diversificar las fuentes de generación, y la coexistencia cada vez mayor en la misma red tanto de generación primaria convencional como de generación distribuida, está teniendo lugar un replanteamiento del sistema eléctrico tradicional hacia un modelo más inteligente, conocido como Smart Grid [3], [4]. Este cambio viene impuesto por la creciente complejidad del sistema eléctrico, la necesidad de gestionar eficientemente los diferentes recursos en tiempo real, así como los flujos de potencia existentes en la red. Además la tendencia al alza de la penetración de generación distribuida, fundamentalmente fotovoltaica, cubriendo pequeñas zonas residenciales, ha promovido el desarrollo de IEDs, con una alta integración y con carácter multifuncional, que controlan la interfaz con la red.

Como consecuencia de este nuevo escenario, hay una necesidad de ampliar los límites de funcionalidad en el diseño de los IEDs que formarán parte de los sistemas que actúan sobre la interconexión con la red, encargándose en muchos casos tanto del control de las acciones de protección como de la medida de los parámetros de calidad de suministro. Para ello, como se refleja en la Figura 2.1, estos dispositivos deberán implementar simultáneamente algoritmos para el análisis de señales tanto estacionarias como no estacionarias. Las necesidades de protección suelen estar relacionadas con la medida de parámetros estacionarios dentro de unos rangos operativos, por ejemplo el valor de tensión eficaz (RMS), la frecuencia de red, o parámetros que reflejen el contenido armónico y que implican un análisis espectral [12]. En el ámbito de las medidas de calidad de suministro es necesario introducir capacidad de análisis no estacionario, de forma que se puedan cuantificar eventos con una ocurrencia aleatoria y perturbaciones de carácter transitorio [7], [8].

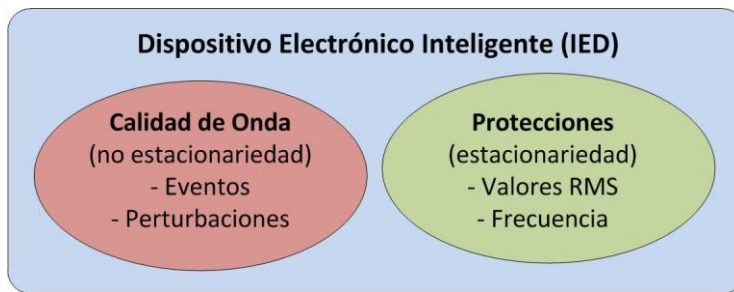


Figura 2.1. Funcionalidad de un IED de acuerdo a las características de la señal.

## 2.2. Interconexión de generación distribuida con la red eléctrica

El sector eléctrico en los últimos años está experimentando cambios sustanciales que están provocando un replanteo del sistema y de sus infraestructuras a nivel global. Las razones que están impulsando este cambio son múltiples, e incluyen consideraciones tanto a nivel local como global, de entre las cuales podemos destacar aquí algunas de ellas: los cambios en las necesidades de consumo energético del usuario, el aumento de los niveles de calidad exigidos en la energía que llega al cliente, el creciente desarrollo de las fuentes de energía renovables, y la necesidad estratégica de diversificación en las fuentes de energía. Este contexto genera una coexistencia, cada vez mayor, entre la generación convencional y la generación distribuida, conocida en inglés como *Distributed Energy Resources* (DERs).

Las consideraciones anteriores han traído como consecuencia un aumento de la complejidad en la gestión del sistema eléctrico, sobre todo en las áreas de distribución, donde el planteamiento de un modelo pasivo de consumo energético está dando paso a un aumento de la penetración de DERs y de la existencia de flujos de energía bidireccionales. De hecho esta tendencia se espera que vaya en aumento en los próximos años, y demanda que el sistema evolucione a un modelo activo, mucho más inteligente, conocido como *Smart Grid* [4], [22]–[24].

En esta nueva red inteligente, el control de la interconexión eléctrica en el punto PCC (*Point of Common Coupling*) entre los equipos DER, las cargas y la red adquiere un papel fundamental. Para ello será necesario que este equipamiento satisfaga las nuevas

necesidades, que en muchos casos van más allá de la propia electrónica de potencia (Figura 2.2). Y es en este escenario donde los IEDs juegan un importante papel, ya sea con su integración en los nuevos equipos que salgan al mercado, o como complemento de los equipos ya instalados, de forma que puedan dotarlos de la funcionalidad necesaria en los nuevos escenarios que van a surgir [25], [26].

En el momento presente ya se vislumbra la relevancia de la necesidad de gestión inteligente de los sistemas eléctricos. Por ejemplo, en los nuevos cambios normativos que hacen referencia al comportamiento de los inversores en la generación fotovoltaica, que deberán de controlar la inyección o la absorción de potencia reactiva según las necesidades del servicio eléctrico [27], [28]. También podemos observar esta tendencia en la implantación paulatina en el entorno del usuario de los sistemas de monitorización inteligente, conocidos como *Smart Metering*. Podemos ver aquí una doble función, por un lado de cara al cliente se da servicio a una necesidad creciente de conocer los hábitos de consumo para poder mejorar la eficiencia energética, y por otro, de cara al operador de red, se posibilita una importante herramienta para la gestión del sistema al poder monitorizar la demanda [29]–[32].

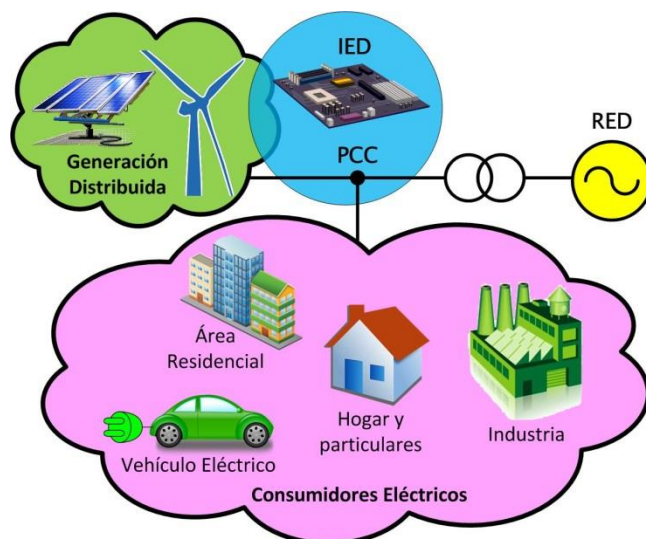


Figura 2.2. Contexto de aplicación del IED como control de la interconexión entre DER y el resto del sistema

Otros aspectos, que requieren de un control inteligente de la interconexión, tienen que ver con infraestructuras que ya se postulan a medio plazo pero que están todavía en desarrollo, como las relacionadas con los puntos de carga para los vehículos eléctricos [22]. Y a un nivel más amplio de gestión de la red, a medida que aumenten los puntos de generación distribuida los operadores van a tener que conocer con más precisión el estado de las áreas de servicio, con el fin no sólo de gestionar más eficientemente el sistema [33], sino de establecer métodos seguros de estabilidad de la red ante fallos, de forma que se pueda evitar la propagación del problema, el temido *efecto dominó* (*trigger effect*) [34]. Todos estos escenarios requieren la necesidad de un control inteligente de la interfaz con la red, y recaerá en los IEDs, integrados en los DERs y en el resto de equipamiento del sistema eléctrico, aportar las soluciones requeridas.

### 2.3. Requerimientos en los IED para el control de la interconexión

En el diseño de un IED para controlar la interfaz de interconexión, concurren varios aspectos que vienen determinados por las diversas problemáticas de las que hemos hablado. Fundamentalmente podríamos destacar los siguientes:

- *Necesidad de interacción en tiempo real* entre el equipo y entidades remotas de gestión del sistema, así como con diferentes entidades que estén dentro del área de distribución [35], [36].
- *Determinismo temporal* en las comunicaciones y *marcación temporal* en los datos, de forma que se pueda establecer con precisión el estado de la interfaz de interconexión [37], [38]. Ejemplo de soluciones para esta necesidad son los esquemas de sincrofasores y el empleo de sincronismo basado en protocolo *PTP (Precision Time Protocol)* [39].
- Unas *especificaciones de respuesta temporal* adecuadas para la monitorización de parámetros y para las acciones de protección previstas, utilizando el contexto normativo en vigor.
- *Multifuncionalidad*, ya que estos IED tendrán que actuar en diferentes ámbitos, encargándose de la monitorización de parámetros en la interfaz eléctrica para posteriormente decidir en base a ellos, cubriendo funciones de calidad de suministro, de protección, o ambas simultáneamente [27]. Por ejemplo, a nivel de monitorización de la calidad de onda deberán funcionar como registradores de datos, y en el ámbito de las protecciones deberán disponer de la capacidad de decisión para interpretar cuando debe enviarse una determinada alarma o actuar sobre un determinado interruptor.
- *Modularidad*, ya que deben ser capaces de integrarse en un conjunto de equipos muy heterogéneo [40]. Los productos de última generación ya disponen de estos dispositivos inteligentes integrados, pero estos equipos representan todavía un pequeño porcentaje del equipamiento instalado. La verdadera problemática surge a la hora de poder integrar IEDs en equipamiento convencional para actualizarlo a las nuevas necesidades y exigencias del sistema eléctrico.

El continuo aumento de la integración y flexibilidad de estos IEDs, y la reducción de costes tanto en el diseño como en producción, suponen ventajas significativas para la utilización de estos dispositivos en la interfaz entre Generación Distribuida (*Distributed Generation, DG*) y Sistema eléctrico. Sin embargo a nivel comercial todavía es difícil encontrar IED que contemplen todos los aspectos comentados anteriormente en un único equipo. En el diseño de un IED la elección de una arquitectura adecuada permitirá encontrar un equilibrio entre los recursos de procesamiento y de almacenamiento para atender las diferentes necesidades.

### 2.4. Revisión del estado del arte

#### 2.4.1. Tratamiento de eventos en la red

Como hemos comentado anteriormente, la detección de eventos, con objeto de lograr una supervisión de la red que permita actuar adecuada y eficientemente sobre ella, entra



en el ámbito de la calidad de suministro de energía (*Power Quality, PQ*). El uso cada vez más generalizado de equipamiento electrónico sensible a las perturbaciones eléctricas, en la industria, en el ámbito residencial y de negocios, hace que aumente el número de usuarios preocupados por la calidad de suministro y por la vulnerabilidad de las instalaciones. En particular, ha aumentado la percepción del usuario de proteger los sensibles equipos electrónicos contra sobretensiones perjudiciales [7], [41].

La evaluación de estas perturbaciones del sistema eléctrico supone el estudio de las desviaciones de la tensión y corriente respecto de la onda senoidal ideal, a la frecuencia de la red, con amplitud y frecuencia constante, y sin armónicos. En términos generales, estas distorsiones se pueden clasificar en dos categorías desde el punto de vista de la calidad de suministro: *variaciones* y *eventos* [7]. Las variaciones son generalmente considerados como pequeñas y graduales desviaciones de la onda sinusoidal de tensión/corriente, caracterizadas como fenómenos de estado estacionario, por ejemplo: armónicos, bajadas de tensión, sobretensiones, desequilibrios, etc. Los eventos sin embargo, ocurren de forma repentina y producen grandes desviaciones de la forma de onda, caracterizándose como fenómenos aleatorios no estacionarios, por lo general causados por incidentes en las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico (como pueden ser las interrupciones, los huecos de tensión, las sobretensiones, sobrecargas, etc.). Los eventos se consideran más perjudiciales para la red de distribución eléctrica, ya que potencialmente causarían daños más graves que pueden desembocar en cortes del suministro. En consecuencia, los eventos de calidad de suministro tienen que ser detectados de forma precisa y en tiempo suficiente como para permitir las acciones apropiadas, asignadas normalmente a un relé de protección.

La monitorización de eventos consta de dos pasos: en primer lugar, la *detección* del evento, y, seguidamente, su *clasificación*. En la detección, la ocurrencia de un evento se declara cuando se detecta un cambio en la forma de onda que exceda de un umbral predefinido. En el segundo paso, las formas de onda distorsionadas se introducen en un clasificador para identificar el tipo y el origen del evento, antes de llevar a cabo un análisis posterior.

#### **2.4.1.1. Estrategias de detección de eventos**

Las perturbaciones detectadas deben ser preprocesadas y registradas sólo si potencialmente pueden afectar al sistema. Para la detección de eventos, es necesaria una función de disparo, a partir de la cual se permita la discriminación selectiva de las muestras con una desviación significativa respecto la forma de onda sin distorsión [42]. De esta forma, cada evento puede ser identificado correctamente en tiempo y en magnitud. Esta tarea puede ser llevada a cabo mediante un seguimiento detallado de los estándares [43]. Por lo tanto, es necesario establecer el procedimiento de detección que active el almacenamiento de la perturbación. Esta es una tarea crítica para una protección eficaz, ya que debe ser realizada en línea y en tiempo real, con el menor número de falsas detecciones, y rastreando exclusivamente la porción de las formas de onda implicadas en el evento. Llegamos pues a la conclusión de que estamos ante un problema de detección del momento de cambio dentro del campo de la *Detección de Falta, Aislamiento, y Reconfiguración*, en inglés *Fault Detection, Isolation, and Reconfiguration (FDIR)*.

FDIR ofrece diferentes metodologías que garantizan la operación segura de un sistema cuando ocurre una falta, mediante su detección y aislamiento (*Fault Detection,*

*Isolation*, o FDI), y la consiguiente reconfiguración como respuesta a esa falta específica. El problema FDI consiste en tomar una decisión binaria (que algo anda mal o que todo está bien), y en determinar la localización, así como la naturaleza de la falta. En términos generales, los métodos de FDI utilizan el concepto de redundancia. En el contexto eléctrico, la redundancia analítica usa un modelo matemático del sistema, junto con algunas técnicas de estimación orientadas a FDI. Esta redundancia analítica es compleja, debido a la necesidad de asegurar su robustez en presencia de las incertidumbres del modelo, del ruido y de las perturbaciones desconocidas. La disciplina FDIR está bien establecida, y existe numerosa documentación al respecto [44]. La detección de cambios sigue siendo un área de gran interés en los últimos años, habiéndose desarrollado distintas técnicas estadísticas para esta tarea, con énfasis en las metodologías estadísticas paramétricas para la detección de cambios abruptos en señales discretas y en sistemas dinámicos [45]. También se ha abordado la detección de cambios desde el punto de vista del tratamiento de señales en general y en particular utilizando técnicas de filtrado adaptativo [46].

Generalmente, la redundancia analítica puede ser dividida en métodos basados en modelos cuantitativos y métodos basados en modelos cualitativos. Los métodos en base a modelos cuantitativos, como los métodos de observador de estado, usan modelos matemáticos explícitos y teoría de control para generar residuos orientados a FDI. Por otra parte, los métodos en base a modelos cualitativos usan técnicas de inteligencia artificial (*Artificial Intelligence*, o *AI*), como el reconocimiento de patrones, para detectar discrepancias entre el comportamiento observado y el predicho por el modelo.

Las metodologías basadas en redundancia analítica mediante modelos cuantitativos para FDIR, pueden ser divididas en tres etapas:

- *Generación de residuos*: Estos residuos en ausencia de faltas deberían ser idealmente cero o de media cero. En situaciones prácticas, estos residuos están afectados por la presencia de ruido, perturbaciones desconocidas, e incertidumbres en el modelo de sistema. De ahí que el objetivo que los métodos FDI pretenden sea generar unos residuos robustos, que sean al mismo tiempo muy sensibles a las faltas e insensibles al ruido y las incertidumbres. Estos métodos pueden ser agrupados en varias aproximaciones básicas, como son: métodos basados en observador de estado [47], modelos autorregresivos de media móvil (*AutoRegressive Moving Average models*, *ARMA*) [48], filtros de *kalman* [49], filtrado estocástico [50], técnicas de inteligencia artificial (*AI*) [51]. Sin embargo, para algunas aplicaciones, es computacionalmente demasiado intensivo e innecesario, encontrar y validar un modelo exacto de la dinámica del sistema con el único interés de detectar un cambio abrupto en el mismo.
- *Toma de decisión*: El segundo paso es tomar la decisión, basada en los residuos, de si una falta ha ocurrido (detección de falta) y qué tipo de falta es (clasificación o aislamiento). Este paso se lleva a cabo por lo general usando técnicas de control estadístico de procesos, en inglés *Statistical Process Control* (*SPC*), para comprobar si los residuos se han desviado considerablemente de cero. Entre los algoritmos más usados tenemos: test de relación de probabilidad secuencial (*Sequential Probability Ratio Test*, *SPRT*) [52], suma acumulativa (CUSUM) [53], media móvil con ponderación exponencial (*Exponentially Weighted Moving Average*, *EWMA*) [54], test de cociente de

verosimilitud generalizado (*Generalized Likelihood Ratio Test, GLRT*) [55] y estadísticos de orden superior (*Higher Order Statistics, HOS*) [56], [57].

- *Reconfiguración*: Finalmente, este paso implica actuar sobre el controlador en respuesta a las faltas detectadas, para asegurar la operación segura o satisfactoria del sistema.

#### **2.4.1.2. Algoritmos para detección de eventos**

##### **Enventanado RMS**

La ocurrencia de un evento en calidad de suministro se suele evaluar en base a la variación del *valor cuadrático medio* (RMS) a través de diversas ventanas temporales. Eventos como las interrupciones, huecos de tensión y subidas de tensión, se caracterizan por ser fenómenos donde el valor RMS de la fuente de tensión está fuera, por encima o por debajo, de un determinado rango de valores con límites prefijados. Este enfoque basado en el valor RMS, a pesar de su simplicidad, es eficaz en la detección de las distorsiones relacionadas con amplitud, y por eso es utilizado ampliamente.

De acuerdo con la norma IEC 61000-4-30 [58], para la detección de eventos como huecos de tensión y sobretensiones, el valor RMS se debe medir a lo largo de un ciclo de la frecuencia fundamental, comenzando en un paso por cero, y actualizado cada medio ciclo ( $U_{RMS(t/2)}$ ). Desde un punto de vista práctico sin embargo, deberá adoptarse una histéresis para evitar que aquellas oscilaciones del valor RMS en torno al umbral considerado para el evento, conduzcan a una detección incorrecta del mismo.

Existen numerosas técnicas para este propósito, siendo principalmente en el accionamiento de relés donde se emplean los enfoques más sencillos. Se trata, básicamente, de obtener una o más características en función del tiempo a partir de las tensiones muestreadas, de forma que puedan ser comparadas para disparar el mecanismo de detección. Una de las estrategias empleadas consiste en la utilización de un algoritmo adaptativo, que compare la onda senoidal muestreada con una onda senoidal ideal, produciéndose el disparo en base a la diferencia entre las dos señales [59]. La parte más difícil de este enfoque es la generación de la forma de onda sinusoidal de referencia, que debe tener la misma fase que la forma de la forma de onda de la red pero libre de perturbaciones. La salida de este generador se invierte y se suma con la señal original muestreada. Si la señal original era en realidad una onda sinusoidal, la señal sumada será cero, y cualquier desviación respecto de la onda sinusoidal provocará que la señal sumada sea distinta de cero, lo que desencadena el proceso de captura del evento. Para evitar las complicaciones de la generación de la señal de referencia, existen soluciones que proponen que la forma de onda sinusoidal de referencia provenga de la forma de onda original con un filtrado paso bajo [58], [60]. Sin embargo, aunque ambas estrategias de disparo tengan éxito, éstas se basaron en la suposición de que la forma de la onda de la línea eléctrica es una onda senoidal, lo cual es cuestionable en el caso de que exista distorsión armónica severa.

La norma IEC 61000-4-30 recomienda el uso de una ventana flotante, que permita comparar el voltaje instantáneo en puntos de cada ciclo con el punto correspondiente del ciclo anterior. A partir de la norma, también es posible la comparación mediante un algoritmo de RMS. De esta forma, el algoritmo RMS adopta el mismo concepto anterior de ventana flotante, donde el valor RMS, calculado para cada nuevo punto, es estimado a través del valor RMS previo, la nueva muestra y la muestra más antigua almacenada en

el buffer, pero utilizando una ventana inferior a medio ciclo de la frecuencia fundamental. Un compromiso aceptable con muchas situaciones prácticas, se consigue aplicando el resultado de la comparación entre ventanas flotantes a un filtro digital de banda eliminada, con el fin de rechazar la perturbación de estado estacionario y detectar sólo variaciones del contorno de la onda a nivel de sub-ciclo [61]. Otro algoritmo robusto propuesto se basa en la utilización de un índice de regularidad, definido como la suma de la secuencia que representa la forma de onda de tensión en una ventana flotante, de intervalo igual al período del seno o un múltiplo del mismo [62]. En condiciones de estado estacionario, este índice es constante, mientras que varía cada vez que se produce un transitorio.

### **Análisis Espectral**

Técnicas más complejas detectan la distorsión en el dominio de la frecuencia, mediante la transformación de la forma de onda temporal en un patrón espectral en frecuencia, usando la transformada *wavelet* [63] o la transformada rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform, FFT*). En este sentido, el enfoque de emplear la transformada *wavelet* para fines de detección ha atraído una gran cantidad de atención en los últimos años. Sin embargo, resultados recientes han indicado que las técnicas basadas en transformadas *wavelet* son muy sensibles a la presencia de ruido de fondo de alta potencia [64].

Otro tipo de algoritmos descomponen la forma de onda en una suma de senoides amortiguadas, usando técnicas de análisis con *super-resolución espectral*. Entre ellos encontramos la estimación de señal a través de técnicas de *invarianza rotacional* (algoritmo *ESPRIT*) o la *clasificación de señal múltiple* (algoritmo *MUSIC*). En estos casos la distorsión se detecta mediante la comparación de las componentes de la onda monitorizada, descompuestas en el dominio de la frecuencia, con las componentes de la correspondiente onda sin distorsión.

El algoritmo *ESPRIT* (*Estimation of Signal Parameter via Rotational Invariance Techniques*) [65], [66] aprovecha la invarianza rotacional entre los subespacios de señal y ruido. Una vez efectuado el algoritmo, los autovalores finales, que pertenecen al subespacio de señal, se utilizan para calcular las estimaciones de la dirección de llegada de las señales, que a su vez puede proporcionar una estimación de la distorsión respecto a una señal de referencia.

Por otro lado, el algoritmo *MUSIC* (*MUltiple SIgnal Classification*) [67], [68] está basado en la ortogonalidad entre los subespacios de señal y ruido. Esta metodología opera efectuando una búsqueda de los autovectores pertenecientes al subespacio de señal que son ortogonales a los del subespacio de ruido, presentando así una máxima diferencia que servirá como marcador del evento.

### **Estadísticos de Orden Superior**

Los Estadísticas de Orden Superior, en inglés *Higher Order Statistics (HOS)*, han comenzado a encontrar un uso cada vez mayor en áreas como el radar, el procesado de imagen, la recuperación de armónicos, y el procesado de datos sísmicos. Estos estadísticos, conocidos como *momentos* o *cumulantes*, ponen de manifiesto tanto la información de la amplitud como de la fase. Esta última propiedad es importante, ya que los estadísticos de segundo orden (como por ejemplo, la correlación) son de *fase ciega*, es decir pierden la información de fase. Los HOS, por el contrario, son ciegos a cualquier tipo de proceso gaussiano, por lo tanto, un enfoque basado en éstos elimina el ruido de una señal.

Para la calidad de energía, se ha estudiado la categorización de eventos basada en los contornos de las formas de onda y sus causas subyacentes [69]. Algunos estudios, utilizando HOS para la extracción de características de las señales eléctricas, han demostrado la posibilidad de distinguir transitorios basándose en detalles de los datos más allá de los estadísticos de segundo orden [70].

Los estadísticos de primer y segundo orden (como por ejemplo: media, varianza, autocorrelación y espectro de potencia), son herramientas de procesamiento de señal populares y se han utilizado ampliamente para el análisis de los datos del proceso. De hecho, los estadísticos de segundo orden son suficientes para describir los procesos lineales. Pero en la práctica hay muchas situaciones en que el proceso se desvía de la linealidad o muestra un comportamiento claramente no lineal. Este tipo de procesos pueden ser convenientemente estudiados mediante estadísticos de orden superior. Los HOS se han utilizado en diversas aplicaciones de procesamiento de señal, debido al hecho de que los momentos de orden más altos son iguales a cero para ruido gaussiano. Habrá pues tres razones principales para el uso de HOS:

- Extraer la información debida a desviaciones de la situación gaussiana.
- Recuperar la información de fase de las señales.
- Detectar y cuantificar las no linealidades en series temporales.

Entre los estadísticos HOS más utilizados se encuentran el tercer momento central de la variable aleatoria, conocido como *skewness*, que mide el grado de *asimetría* de la variable aleatoria. También el cuarto momento, llamado *kurtosis*, que mide el grado de *planicidad* de una distribución en relación a la distribución normal. Otro ejemplo de estadístico de orden superior es el *bi-espectro*, que es la transformada de Fourier del momento de orden tres.

Los estadísticos HOS y la separación ciega de señales (*Blind Signal Separation, BSS*), junto con el análisis de componentes independientes (*Independent Component Analysis, ICA*), están adquiriendo cada vez más auge en la caracterización de señales [71]–[74]. HOS permite caracterizar las señales (generalmente no gaussianas) en amplitud y en fase, así como el realce de la relación señal-ruido (*SNR*) [75]. A los procesos gaussianos les basta una caracterización de orden dos; existe sin embargo, en general, una pérdida de información si no se aportan los estadísticos de orden superior en procesos de naturaleza no gaussiana.

A lo largo de los últimos diez años, el análisis de señales con HOS y la separación de fuentes con ICA se han extendido considerablemente. Se pueden destacar los estudios en Biomedicina [76], la detección de transitorios [77], y el análisis de emisiones acústicas [56], [57], [71], [72], [74], [78], [79]. Sin embargo las bases teóricas de HOS ya habían sido establecidas mucho antes [80]–[82]. Los estimadores de cumulantes y espectros de orden superior se desarrollaron, fundamentalmente, en base a modelos de procesos simulados. Se siguen aplicando con mucha frecuencia a simulaciones de fenómenos físicos, pero no se ha conseguido una verdadera interpretación de las frecuencias de orden superior, y menos aún en situaciones prácticas, que traten un problema real.

## 2.4.2. Protecciones en la interconexión de la red eléctrica

### 2.4.2.1. Fundamentos de las protecciones en sistemas de potencia

El principal propósito de las protecciones en los sistemas de potencia es garantizar una operación segura de los mismos, y, en todo caso, minimizar el impacto de aquellas contingencias en el sistema que no puedan ser evitadas. Esta seguridad implica dos aspectos fundamentales:

- La protección del público en general y del personal técnico en particular.
- La protección de los equipos que integran el sistema eléctrico.

La tendencia actual es que el control de estos dispositivos de protección esté basado en sistemas electrónicos embebidos, con una gran capacidad de procesamiento digital y con una arquitectura que posibilite la multifuncionalidad. Además estos equipos están implementando mejoras en los procesos de adquisición de datos, con un mejor acondicionamiento y aislamiento de las tensiones y las corrientes de las líneas, mediante la utilización de transformadores de instrumentación, y una conversión analógico-digital más óptima. Ya en formato digital, las corrientes y tensiones son procesadas con diferentes algoritmos, para luego generar las acciones y disparos necesarios en el relé [83].

Los sistemas de protección más extendidos son aquellos basados en diferenciales de corriente, en ellos el disparo se produce a partir de una determinada diferencia entre la corriente de entrada y la de salida del sistema. Su utilización se extiende a generadores en general, líneas y transformadores. Sin embargo, hay diversos esquemas de protección en función de las diferentes topologías de red existentes. Desde el punto de vista de la protección, la topología más simple es la radial, donde los relés se dimensionan de acuerdo a cada rama de la estructura. En estos casos se instalan protecciones redundantes de sobrecorriente, de forma que exista una protección de respaldo. En el caso de estructuras de red formando mallas o anillos se emplean relés más sofisticados. Por ejemplo, los relés de impedancia, que se disparan para bajos valores de la relación entre tensión y corriente ( $V/I$ ); este tipo de relés permiten determinar la posición de la avería o el origen del problema en la línea, por lo que también son conocidos como relés de distancia [83], [84].

Tradicionalmente se han utilizado protecciones en todos los niveles del sistema eléctrico, tanto en centrales de generación como en transformadores y líneas. En los últimos años, sin embargo, se han introducido en el mercado eléctrico nuevos tipos de generación, como la eólica y la fotovoltaica, cuya conexión a la red eléctrica se efectúa por medio de convertidores electrónicos de potencia, que presentan la ventaja de ser controlables electrónicamente. Es decir, un convertidor puede contemplar varias funcionalidades, y operar de diferentes maneras, si dispone del sistema de control correspondiente. Por otro lado, los convertidores electrónicos de potencia tienen el inconveniente de que sus dispositivos semiconductores soportan una corriente máxima por encima de la cual se dañan, lo que hace que no trabajen bien en sobrecarga. Debido a esto, el control del convertidor debe estar diseñado para limitar las altas corrientes que podrían conducir ante una falta de cortocircuito, situación en la que sería necesario disparar la protección. Vemos pues que el control del convertidor y el de la protección están relacionados, por lo que pudieran estar integrados en un mismo sistema, filosofía a la que tienden actualmente los IED que se instalan en los convertidores [6], [21].

El problema general cuando se integra DG en redes eléctricas ya existentes, es que la red de distribución está diseñada como una red pasiva, con un flujo de potencia unidireccional desde la central de generación (en alta tensión) hasta las cargas (en media o baja tensión). Por tanto los sistemas de protección diseñados para la red de distribución, en media o baja tensión, no han considerado tradicionalmente que pudiera existir generación dentro de las áreas de distribución [85]. Con la inclusión de fuentes de DG dentro de la red de distribución, las redes eléctricas pasan a considerarse activas y las protecciones convencionales resultan ser inadecuadas.

Por otro lado, algunas fuentes de generación distribuida, como la fotovoltaica, son de naturaleza intermitente, lo que propicia que al aumentar la penetración de éstas, aumente la probabilidad de generar inestabilidad en el sistema. Esta circunstancia ha dado lugar a un enfoque alternativo al uso tradicional de operación de las protecciones en los inversores fotovoltaicos, en donde se desactivaba la inyección de energía del inversor a la red cuando se detectaba que éste operaba fuera del rango operativo impuesto por normativa. Actualmente se están revisando las normativas para dotar a los inversores de la inteligencia necesaria para que sean capaces de dar respaldo a la red frente a posibles contingencias. Para lograr esto, se pretende que los inversores sean capaces de generar tanto potencia activa como reactiva, y sean capaces de controlar la inyección o absorción de potencia reactiva en el punto PCC, de acuerdo con las necesidades de la red [27], [28].

Éstas son las razones de peso que, de cara a un futuro próximo, obliga a diseñar equipos y protecciones más inteligentes, que tengan presentes el estado del entorno de red en el que operan, con capacidad de comunicarse con otros equipos y entidades de un sistema eléctrico inteligente y activo.

Centrándonos en el sistema de protección, éste tendrá que tener en cuenta tanto la red de distribución como el propio generador, por lo que la protección tendrá que ser aplicada a ambos lados del punto PCC [86], [87]. Consideraremos, por tanto, dos funcionalidades de protección:

- *Protección de la red:* Su finalidad es proteger la red del equipo de generación distribuida, cuando éste está operando en paralelo con aquella. Los requisitos de protección en este caso suelen establecerse normalmente por las compañías eléctricas.
- *Protección de los generadores:* Este sistema se instala en el generador distribuido y lo protege de fallos internos y condiciones anormales de operación. Las compañías eléctricas, por lo general, no son responsables de este tipo de protección.

En la Figura 2.3 se representa una configuración típica de relé para un generador distribuido, en la que puede apreciarse la multifuncionalidad en la protección de la que hemos hablado anteriormente, y donde se han considerado las funciones más usuales en la mayor parte de los equipos. En la Tabla 2.1 se pueden apreciar los números que codifican las distintas funciones del relé.

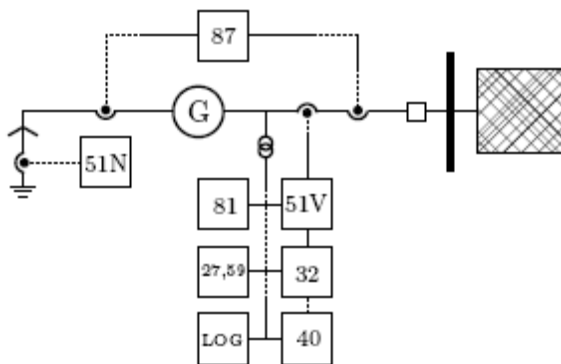


Figura 2.3. Esquema de protección en generación distribuida [84].

Tabla 2.1. Números de función de relé [84].

21	distance
25	synchronizing
27	undervoltage
27N	neutral undervoltage
32	directional power
40	loss of excitation
46	neg. seq. current
47	neg. seq. voltage
50	instantaneous overcurrent
50N	neutral instantaneous overcurrent
51N	voltage-restrained overcurrent
59	overvoltage
59I	instantaneous overvoltage
59N	neutral overvoltage
60FL	voltaje transformer fuse failure
67	directional overcurrent
79	reclosing
81	frequency (under and over)
81R	rate of change of frequency
87	differential
LOM	loss of mains

#### 2.4.2.2. Tendencias actuales en los sistemas de protección

##### Protecciones adaptativas

La filosofía de la protección adaptativa se basa en la posibilidad de comunicación entre diferentes entidades de la red, con objeto de elegir la respuesta más adecuada de la protección frente a los cambios en las condiciones o requerimientos del sistema eléctrico. En este sentido, un relé adaptativo será aquel que pueda cambiar su configuración, característica y sus funciones, en tiempo real, tanto por acciones de control como por medio de señales generadas externamente de forma online [88]. Estos



sistemas adaptativos, por tanto, operarán en función del estado real de la red en cada momento. En la Figura 2.4 se muestra el esquema funcional de un relé de protección que es capaz de reconfigurarse en tiempo real.

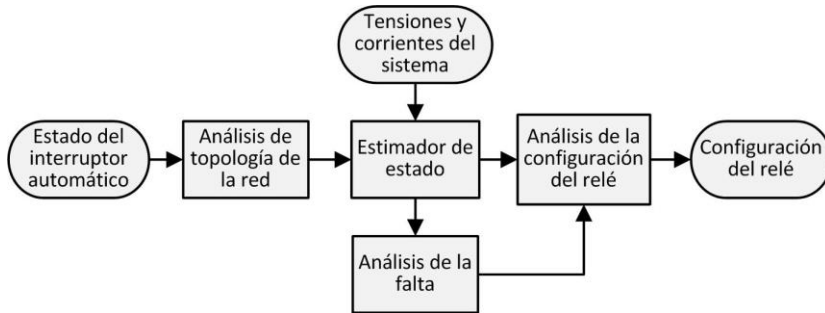


Figura 2.4. Esquema funcional de un relé adaptativo.

Algunos ejemplos de técnicas adaptativas [88], [89], que utilizan comunicaciones para optimizar su respuesta en función del estado de la red, son los siguientes:

- *Técnicas adaptativas por impedancia del sistema*: Los datos de entrada al relé vienen de un modelo de impedancia de la red actualizado convenientemente.
- *Técnicas adaptativas por disparo automático secuencial (Adaptive sequential instantaneous tripping)*: Analizando la secuencia de activación de distintos relés a diferentes distancias, se logra una protección de respaldo más rápida que evita la propagación de la falta. Estos sistemas son adecuados para incidentes y faltas a distancia significativas o próximas a la estación remota.
- *Cobertura adaptativa de relé de distancia multi-terminal (Adaptive multi-terminal distance relay coverage)*: Estos relés de distancia están configurados con una serie de conexiones en  $T$ , de forma que puedan interactuar entre ellos para obtener información del estado de la red.
- *Reconexión adaptativa (Adaptive reclosure)*: Especialmente orientados a prevenir múltiples y sucesivos intentos de reconexión sin éxito ante un fallo permanente de la red.

### Medición de fasores sincronizados

El estado del sistema eléctrico puede ser obtenido a partir de *Unidades de Medición Fasorial*, en inglés *Phasor Measurement Units (PMU)*. Estas PMUs proporcionan medidas sincronizadas de los fasores de tensión y de corriente, en un determinado terminal, con alta precisión temporal [21], [90]. La sincronización de estos fasores se consigue por medio del sistema de posicionamiento global por satélite (GPS). En la Figura 2.5 se representa el diagrama funcional de una PMU.

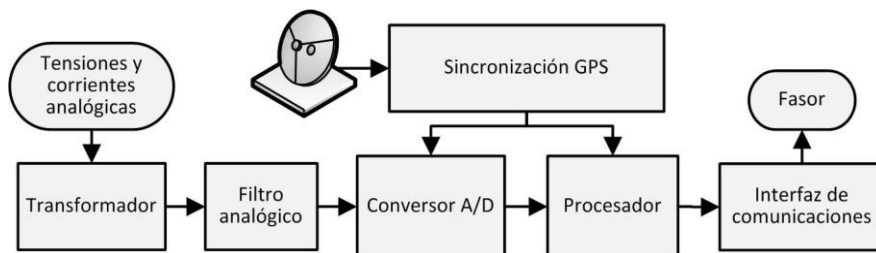


Figura 2.5. Diagrama funcional de una PMU

Esta estrategia de utilización de PMUs, se adapta bien a sistemas de protección que requieren cubrir un área operativa muy extensa (*Wide Area Protection Systems*), como puede ser el caso del sistema eléctrico. En estos casos las PMU registran los fasores de las tensiones y corrientes de puntos remotos, y las transfieren a una central, donde, de forma óptima, son procesados y comparados con otros puntos de la red, de forma que se pueda obtener información de monitorización, estimación del estado de la red, protección y capacidad de control [91], [92]. En la actualidad estos sistemas ofrecen grandes oportunidades para la protección y el control de la red.

Una aplicación interesante de la medición sincronizada de fasores podría ser la detección de desconexiones de la red, *Loss Of Mains (LOM)*. Los datos obtenidos de las PMUs instaladas a ambos lados del punto PCC podrían ser utilizados para la comparación de fasores en tiempo real, implementando una protección diferencial de fase [93].

### Sistemas inteligentes

Los sistemas inteligentes y autónomos se adaptan bien al control descentralizado. Este puede ser un enfoque necesario en el contexto futuro de Smart Grid. Una de las estrategias para estos sistemas son las *redes neuronales* [94], donde, para cada situación, la convergencia del estado de sistema de protección se consigue con un proceso de entrenamiento de la red neuronal.

### 2.4.3. Sistemas Anti-Islanding

#### 2.4.3.1. Fundamentos del Islanding

La situación de *islanding* o *efecto isla* se produce cuando una determinada área de la red eléctrica ha sido desconectada de la red principal, y sin embargo existe generación a nivel local que continúa suministrando energía [95], [96]. Por tanto, para que un área determinada de la red de suministro eléctrico pueda encontrarse en esta situación, ha de contener tanto carga como generación. Dichas fuentes de generación, fundamentalmente distribuida, no suelen estar controladas totalmente por el sistema eléctrico, por lo que en un escenario *islanding* la zona afectada sigue estando activa aun cuando a efectos operacionales de la red se considere desactivada. En la Figura 2.6 se muestra el esquema simplificado de un escenario que potencialmente podría ocasionar *islanding*.

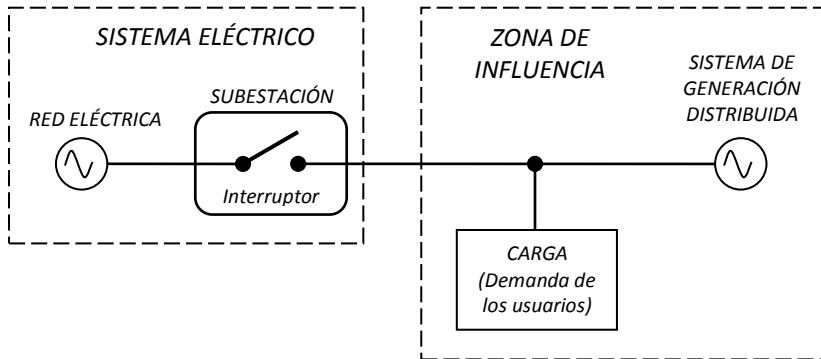


Figura 2.6. Esquema simplificado de un potencial escenario islanding

La consecuencia directa en situación islanding es que la red eléctrica deja de controlar el área afectada del sistema de distribución, conteniendo éste tanto carga como generación, de manera que se puede comprometer la seguridad, la fiabilidad de los equipos y el restablecimiento del servicio. Es comprensible pues la preocupación que despierta el islanding en sistemas de generación distribuida, debido a su potencial peligro para la seguridad personal y daños al equipamiento, por lo que está siendo motivo de estudio desde hace algunos años.

La situación de islanding aparece en un contexto en el que uno o varios generadores dispersos en la red son aislados de la fuente primaria de potencia por la acción de interruptores de desconexión. La acción de estos interruptores puede ser causada por algún fallo en el sistema o por labores de mantenimiento. Bajo esta condición, las fuentes dispersas de generación distribuida son capaces, si no existe un sistema de detección del islanding que lo impida, de alimentar por algún tiempo una determinada carga aislada. La Figura 2.7 muestra una potencial situación genérica de este tipo. Esto provoca, como ya hemos señalado, situaciones de riesgo y posibles daños, tanto a la compañía como a los usuarios.

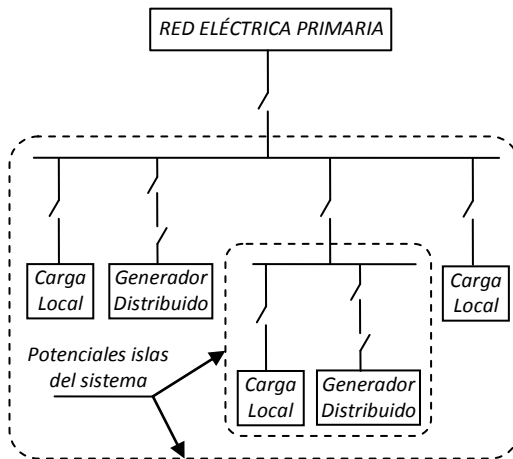


Figura 2.7. Posibles islas asociadas a sistemas de generación distribuida

Los métodos convencionales de detección de islanding en el equipamiento de generación conectados a la red de potencia, son la monitorización de tensión y frecuencia, y la desconexión en caso de rebasar los límites establecidos. Estas medidas de protección están contempladas por algunas normas internacionales (IEEE 929-2000, UL 1741, IEEE 1547, IEC 62116, DIN VDE 0126) [14], [16], [19], [97], [98] y en general producen resultados aceptables. Sin embargo, existen condiciones bajo las cuales la monitorización de tensión y frecuencia no es suficiente para lograr la desconexión oportuna de los generadores, por lo que normalmente son necesarios métodos adicionales de protección.

Para analizar las causas que pueden dar lugar a la formación de islas, vamos a considerar un escenario con alta penetración de generación distribuida, en el que un interruptor del equipo de distribución desconecta la red sin haber ocurrido ningún fallo, por ejemplo por mantenimiento. Suponemos esta situación por ser la que hace potencialmente más difícil de detectar el islanding, ya que al no existir ninguna perturbación, la generación sólo tiene información de la potencia que suministra. La Figura 2.8 muestra el diagrama del conjunto indicando los flujos de potencia.

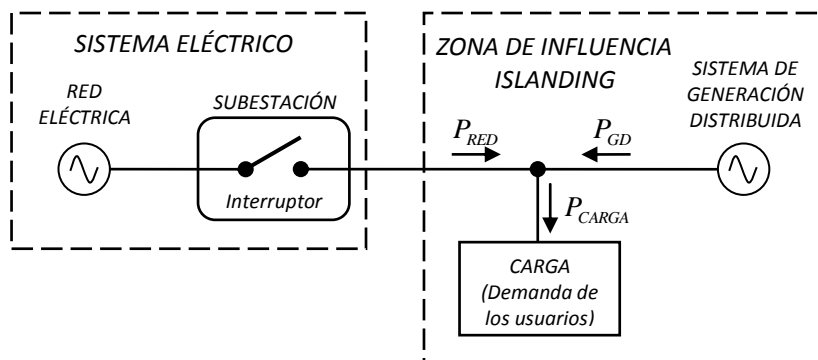


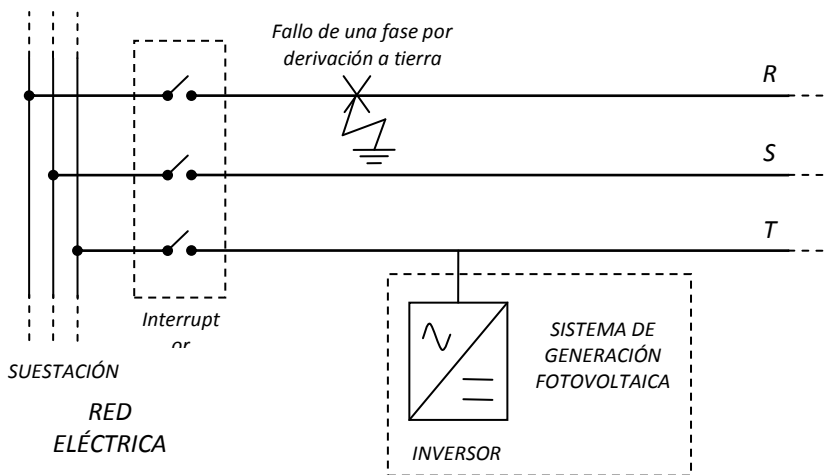
Figura 2.8. Flujos de potencia en un escenario islanding

Vemos que la potencia fluye del sistema de generación distribuida hacia la carga y de la red hacia la carga. Al aumentar el porcentaje de generación distribuida, o al bajar la demanda de carga, puede ocurrir que la potencia producida,  $P_{GD}$ , puede igualar o incluso superar la demanda de potencia de la carga,  $P_{CARGA}$ . Si dichas potencias son iguales,  $P_{GD} = P_{CARGA}$ , no habría forma de detectar desde la generación distribuida si el flujo de potencia que entrega de la red será nulo,  $P_{RED} = 0$ , y la apertura del interruptor de la subestación no tiene efectos significativos sobre el conjunto [96], [99].

La dificultad de detección del islanding en el escenario propuesto, radica en el hecho de que la red se desconecta y no hay ningún tipo de perturbación que puedan detectar los sistemas de protección (por ejemplo, los inversores en generación fotovoltaica). El sistema de generación continuaría suministrando potencia, si ésta es aproximada a la demanda, y aun se mantendría en el tiempo hasta que se detectara que las potencias se desequilibran, sin conocer la desconexión de red. Tampoco habría control por parte de la compañía eléctrica sobre la tensión y la frecuencia de esa isla.

Otra situación en la que es difícil de detectar se da cuando conviven un sistema de generación fotovoltaico monofásico en un entorno de red eléctrica trifásico. En este caso, la combinación de inversores monofásicos e interruptores trifásicos, conduce a la

posibilidad de situaciones en las que puede existir un fallo en una línea, lo que se traduce en la apertura del interruptor trifásico, pero sin una adecuada perturbación de tensión que sea detectada por el inversor monofásico. La Figura 2.9 ilustra un ejemplo de esta situación, en el que existe un fallo de una sola fase debido a una derivación a tierra, un tipo de problema muy común, por ejemplo en la fase R, mientras que el sistema fotovoltaico estaría sobre la fase T. En este caso es posible que el disyuntor, intentando corregir el problema, se abra y el inversor monofásico no detecte una perturbación de tensión suficiente como para conmutar y proteger al sistema. Si el sistema de generación fuera trifásico en lugar de monofásico, utilizando un inversor trifásico, en esta misma situación probablemente, dependiendo de la ubicación y la gravedad del fallo, habría detectado la perturbación de la tensión y conmutaría.



**Figura 2.9. Fallo en una fase de la red no detectado por un inversor monofásico**

Además de estas situaciones drásticas, podemos señalar otras diferentes con riesgo de islanding. Enunciamos a continuación las más características:

- Apertura accidental del suministro normal de la red debida al fallo de un equipo.
- Fallo detectado por los equipos de protección de la red, activando la apertura del dispositivo de interrupción, pero que no es detectado por el sistema de generación.
- Desconexión intencionada para operaciones de mantenimiento.
- Errores humanos.
- Daños maliciosos y vandalismo.
- Accidentes fortuitos y naturales.

#### **2.4.3.2. El inversor Anti-Islanding**

Puesto que la tecnología donde el islanding se ha detectado más frecuentemente, hasta la fecha, es la de generación fotovoltaica, los estudios anti-islanding se han centrado en los inversores que necesitan estos sistemas para entregar su potencia a la red. En general, los

planteamientos que se consideran se podrían aplicar a otros sistemas de protección del islanding que podrían estar integrados en otros equipos de potencia, no necesariamente inversores, ni tampoco expresamente para energía fotovoltaica. Nos parece por tanto interesante incluir en este documento la filosofía de un inversor anti-islanding, o sin islanding, ya que esta ha dado lugar a muchas de las estrategias de detección desarrolladas.

Ya hemos comentado que la mayoría de las islas pueden ser fácilmente evitadas monitorizando el voltaje y la frecuencia en la salida del inversor, sólo permitiendo operar a dicho inversor cuando estos parámetros se encuentran dentro de límites aceptables. Esto es debido a que en la mayoría de las situaciones de islanding tendrá lugar un desequilibrio entre la carga aislada y la generación, ya sea en la frecuencia o en tensión, o en ambos, provocando la deriva fuera del rango normal de funcionamiento del inversor y haciendo que este se desconecte. Sin embargo es posible, como vimos anteriormente, que la demanda de potencia en la carga se aproxime tanto con la potencia de salida instantánea del sistema fotovoltaico, que no se excedan los límites de voltaje y frecuencia. Esto implica la existencia de una *zona de no detección* o *non detection zone*, referida habitualmente con la sigla *NDZ*, donde el equilibrio entre la carga y la generación es tal que un inversor, utilizando sólo la monitorización de voltaje y frecuencia, no detectaría el islanding y podría seguir funcionando.

El estudio de probabilidad de tener una coincidencia entre carga y generación, de tal manera que la operación esté en la zona *NDZ* es complejo, pues depende, entre otros factores, de la distribución espacial de carga, de la generación y del consumo. Algunos análisis [100], [101], basados en la correlación entre la producción de electricidad fotovoltaica y medidas reales de carga en diversas situaciones, indican que en determinadas horas del día, con niveles específicos de penetración fotovoltaica, la probabilidad de que la carga se encuentre en la zona de no detección puede llegar al 30%. Esta probabilidad no nula, justifica la necesidad de controles adicionales para evitar este potencial islanding de detección más compleja, y poder actuar sobre la protección pertinente.

Se podría pensar en un ajuste más selectivo de las ventanas de tensión y frecuencia, permitidas en la operación del inversor, para eliminar el islanding, pero esto sólo reduce la probabilidad de que se produzca en lugar de eliminar toda posibilidad. Además un mayor ajuste de la ventana de operación provocaría un aumento de desconexiones por pequeños problemas transitorios, de naturaleza distinta al islanding, que convertiría al sistema en poco operativo.

La solución sería un inversor que incorpore una técnica anti-islanding que permita evitar toda situación de formación de islas. Incluso en la zona de no detección con las técnicas de monitorización de tensión y frecuencia, asociadas a equilibrios entre carga y generación dispersa. Este inversor anti-islanding, también denominado *Non Islanding Inverter*, estaría diseñado para operar conectado a la red y se caracterizaría por disponer de diversos métodos de detección, además de los métodos de protección pasivos basados en la monitorización de tensiones y frecuencias, de forma que ante la caída del sistema eléctrico deje de suministrar energía. Además, debe mantener la monitorización de la red, para que el inversor sea capaz de reconectar cuando se vuelva a la normalidad.

Los estudios llevados a cabo han concluido exigir que un inversor de este tipo pueda funcionar con un gran número de inversores conectados a la red y que sus métodos de desconexión no interfieran con otros inversores presentes [99], [102], [103]. No

obstante, es importante destacar que no se puede esperar que un inversor anti-islanding proporcione protección contra el islanding a otros sistemas de generación distribuida en el mismo circuito, que no incorporen las medidas de protección adecuadas frente al islanding. Es decir, si en el mismo circuito que el inversor anti-islanding, durante la formación de una isla, existe algún otro generador distribuido que regula el voltaje y la frecuencia dentro de los límites adecuados de operación, entonces el inversor anti-islanding no puede distinguir si el voltaje y la frecuencia se mantienen por el sistema eléctrico o por un generador aislado de dicho sistema. Es por tanto necesario que todos los inversores conectados en el área de influencia sean anti-islanding y que no se interfieran para un correcto funcionamiento.

### **2.4.3.3. Métodos de protección Anti-Islanding**

A continuación resumimos los métodos y técnicas anti-islanding que se aplican en la actualidad [96], [103]–[106]. Estos métodos fundamentalmente se pueden clasificar con arreglo a su localización y también respecto a la forma de llevar a cabo la detección.

Clasificación en relación a la *Localización*:

- *Métodos Locales*: Son aquellos que se ejecutan en la localización del sistema de generación distribuida, estando basados en la información que el propio sistema puede recoger desde su emplazamiento. Normalmente van integrados dentro del propio convertidor que está llevando a cabo el mecanismo de protección.
- *Métodos Remotos*: Son aquellos que se ejecutan desde algún punto de la red. Muchos de ellos están basados en comunicaciones entre el propio sistema eléctrico y el sistema de generación distribuida.

A su vez los *métodos locales* se pueden dividir en:

- *Métodos pasivos*: Son aquellos que basan la detección en la monitorización de parámetros seleccionados como tensión y frecuencia y/o sus características, e interrumpen la conversión de energía por parte del inversor cuando se produce una transición fuera de los límites establecidos para estos parámetros.
- *Métodos activos*: Son aquellos que introducen anomalías intencionadamente en el circuito, y después monitorizan la respuesta para determinar si la red, con su tensión, frecuencia e impedancia, está aún conectada. Si la pequeña perturbación es capaz de afectar a los parámetros en el PCC según determinados requisitos, el circuito activo obliga al inversor a cesar la conversión.

Y los métodos remotos en:

- *Métodos a nivel de red*: El sistema de detección anti-islanding se encuentra distribuido en la red, y será el propio sistema eléctrico el encargado de actuar para corregirlo.
- *Métodos basados en comunicaciones*: El sistema eléctrico avisa a la generación distribuida de la situación de islanding mediante infraestructuras de comunicaciones.

### Métodos Pasivos

Este tipo de métodos tienen las siguientes características:

A FAVOR:

- No degradan la calidad de la potencia generada en el sistema distribuido.
- No son económicamente costosos y son fáciles de implementar.

En CONTRA:

- Tienen Zonas de No Detección (NDZ).
- Su eficacia puede verse afectada en sistemas con múltiples inversores, aunque en menor medida que los métodos activos.

Los métodos pasivos más característicos son:

- Sobre/Sub Tensión (*Over/Under Voltage Protection, OVP/UVP*) y Sobre/Sub Frecuencia (*Over/Under Frequency Protection, OFP/UFP*).
- Detección de Salto de Fase (*Phase Jump Detection, PJD*).
- Detección de Armónicos (*Harmonics Detection, HD*).

### Métodos Activos

Este tipo de métodos, que de una u otra forma generan distorsión en la red, tienen las siguientes características:

A FAVOR:

- Suelen tener Zonas de No Detección (NDZ) relativamente pequeñas.
- No son económicamente costosos y son fáciles de implementar.

En CONTRA:

- Pueden degradar la calidad de la potencia de salida y la estabilidad del sistema de generación distribuida.

De entre los numerosos métodos activos, podemos destacar:

- Medición de Impedancia (*Impedance Measurement*).
- Detección de Impedancia en Frecuencia Específica (*Detection of Impedance at Specific Frequency*).
- *Slip Mode Frequency Shift (SMS)*.
- *Slip Mode Frequency Shift (SMS)*.
- *Active Frequency Drift (AFD)*.
- *Sandia Frequency Shift (SFS)*.
- *Sandia Voltage Shift (SVS)*.
- *Frequency Jump (FJ)*.
- *Mains Monitoring Units with Allocated All-pole Switching Devices Connected in Series (MSD)*.



### Métodos remotos a nivel de red

En este tipo de métodos los sistemas de detección anti-islanding se encuentran localizados en la red, y será el propio sistema eléctrico el encargado de actuar para corregir la situación. Estos métodos se enmarcan dentro de los métodos *remotos*, y tendrían las siguientes características:

A FAVOR:

- Normalmente no tienen Zona de No Detección (NDZ) significativa.
- No degradan la calidad de la generación de potencia en la generación distribuida.
- Tienen un comportamiento eficiente trabajando con múltiples inversores conectados.

En CONTRA:

- Son económicamente costosos de implementar.
- Necesitan de complejas técnicas de comunicación cuando trabajan con múltiples sistemas de generación distribuida.

El método remoto a nivel de red más conocido es:

- Inserción de Impedancia (*Impedance Insertion*).

### Métodos remotos basados en Comunicaciones

Se trata de métodos de cierta complejidad, en la medida que se requiere de una infraestructura de comunicaciones para poder enviar las señales correspondientes de control que ejecutan la acción correctora.

Estos métodos se enmarcan, también, dentro de los métodos remotos, y tendrían las siguientes características:

A FAVOR:

- Zona de No Detección (NDZ) prácticamente despreciable.
- No degradan la calidad de la generación de potencia en la generación distribuida.
- Tienen un comportamiento eficiente trabajando con múltiples inversores conectados.

En CONTRA:

- Son económicamente costosos de implementar.
- Necesitan de complejas técnicas de comunicación cuando trabajan con múltiples sistemas de generación distribuida.

Aquí podemos destacar los siguientes métodos:

- Basados en comunicaciones *PLC (Power Line Communications)*.
- Señal producida en la desconexión de la red (*Signal Produced by Disconnect, SPD*).
- Basados en *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)*.

## **2.5. Revisión de estándares y normativa**

En este apartado se pretende establecer una visión general, a través de un repaso a la normativa más representativa en vigor, de los parámetros a medir y de las especificaciones temporales necesarias, para el control de la interfaz con la red eléctrica. Este control está basado en las diversas aplicaciones de calidad de energía y de protección que deben estar integradas en todo equipo que intercambie energía con el sistema eléctrico.

Respecto a la extracción de parámetros en la interfaz eléctrica, debe estar claramente definido cómo el equipo debe realizar la adquisición de éstos. Trataremos la monitorización en los sistemas eléctricos, teniendo en cuenta la extracción de parámetros estacionarios y no estacionarios, estableciendo intervalos de captura e intervalos de medida de la señal eléctrica. Encontraremos en la norma IEC 61000-4-30 una referencia clave a la hora de abordar la implementación del sistema de monitorización de la interfaz.

Por otro lado, desde el punto de vista de las protecciones, uno de los aspectos clave será el tiempo de respuesta requerido para el sistema a la hora de ejecutar una determinada consigna de protección. El equipo deberá ajustarse a aquellas normativas que definen los rangos operativos adecuados para un sistema de generación distribuida, los escenarios que representan riesgo, las acciones a tomar en estos casos y los tiempos de respuesta requeridos.

Estudiaremos las normativas más representativas que han inspirado el sistema objeto de esta tesis: IEC 62116, IEC 61727, VDE 0126-1-1, IEEE 1547, IEEE 929 y UL 1741. A partir de estos estándares recopilaremos información sobre los rangos normales de operación, así como los tiempos de respuesta del sistema en el caso de que deban actuar las protecciones para su desconexión en condiciones anormales.

Haremos también referencia a la normativa actual sobre sincrofasores en sistemas de potencia, representada por el estándar IEEE C37.118-2005.

Por último abordaremos la normativa existente en el ámbito de las comunicaciones entre entidades del sistema eléctrico. En un escenario de tecnologías de la comunicación en continuo cambio, nuestra referencia será la norma IEC 61850.

### **2.5.1. La norma IEC 61000-4-30**

#### **2.5.1.1. Ámbito de aplicación de la norma IEC 61000-4-30**

La norma IEC 61000-4-30 [58] define los métodos de medida de los parámetros de calidad de suministro en los sistemas eléctricos de 50 y 60 Hz, así como el modo de interpretar los resultados. Esta norma describe los métodos de medida in situ en el emplazamiento de red para cada tipo de parámetro, de forma que siguiendo sus directrices puedan obtenerse resultados fiables, reproducibles y comparables, con independencia del instrumento utilizado y de sus condiciones de entorno. Así mismo, es importante destacar que el estándar IEC 61000-4-30 define funcionalmente los métodos de medida pero no especifica cómo han de llevarse a cabo, por tanto deja abierta la realización de dichos métodos. Tampoco define los umbrales entre los que se debe realizar la medición de parámetros, por lo que se deberán de elegir apoyándose en normativa específica, especialmente en el caso de aplicaciones de seguridad y protección.

Los parámetros medidos en base a esta norma se limitan a aquellos fenómenos que pueden propagarse en una red de energía eléctrica, incluyendo los relativos a la tensión y/o a la corriente, según sea apropiado. Dichos parámetros serán: frecuencia, amplitud de la tensión de alimentación, flicker, huecos de tensión y sobretensiones temporales, interrupciones de tensión, tensiones transitorias, desequilibrio, armónicos e interarmónicos, las señales transmitidas en la red y las variaciones rápidas de tensión. Estas medidas pueden aplicarse sobre parte de los fenómenos citados, o sobre todos ellos, según sea el objetivo funcional de la medición.

En lo que respecta a los intervalos temporales de observación para la medición de los parámetros de las redes eléctricas, la norma IEC 61000-4-30 marca las directrices a seguir, por lo que será la norma de referencia.

### **2.5.1.2. Clases de métodos de medidas**

Para cada parámetro medido, la norma IEC 61000-4-30 contempla dos clases de métodos de medida, de clase A y de clase S. Será el usuario quien deberá elegir la clase de método de medida, en función de cada caso de aplicación.

#### **Métodos de clase A**

Esta clase de métodos de medida se utiliza cuando son necesarias medidas precisas, como es el caso de aplicaciones contractuales, verificación de la conformidad con las normas, resolución de litigios, etc. Los requisitos de clase A implican que las medidas de un parámetro efectuadas con dos instrumentos diferentes, cuando se miden las mismas señales, producirán resultados concordantes dentro del margen de incertidumbre especificado.

Por tanto, para asegurar resultados concordantes, los equipos de clase A requieren características de ancho de banda y frecuencia de muestreo suficientes para la incertidumbre específica de cada parámetro.

#### **Métodos de clase S**

Esta clase de métodos de medida puede utilizarse para aplicaciones donde no se requiere una gran precisión, como estudios estadísticos e investigación de anomalías.

### **2.5.1.3. Intervalos temporales para medidas estacionarias**

La norma internacional IEC 61000-4-30 establece una serie de intervalos temporales de observación estándar para cubrir la medida del conjunto de parámetros de los sistemas eléctricos.

#### **Intervalos temporales para el método de clase A**

Se plantean cuatro intervalos o ventanas de observación para el método de clase A:

- *Intervalo temporal básico de medida de 10 ciclos para redes de 50 Hz o 12 ciclos para 60 Hz (200 ms).* Se miden con esta ventana la amplitud de la tensión de la red, armónicos, interarmónicos y desequilibrio de tensión. Este intervalo, por su duración, se utiliza para medidas que ya han alcanzado un comportamiento estacionario.

Los siguientes tres intervalos se construirán de forma agregada, como veremos en el siguiente apartado, según sea la duración y la naturaleza temporal del fenómeno eléctrico cuyo parámetro se mide. Estos intervalos se aplican a medidas puramente estacionarias y a largo plazo desde el punto de vista temporal.

- *Intervalo de 150 ciclos para sistemas de 50 Hz o 180 ciclos para 60 Hz (3 segundos).* Formado por agregación de 15 intervalos básicos de 200 ms.
- *Intervalo de 10 minutos.* Formado por agregación de 200 intervalos de 3 segundos.
- *Intervalo de 2 horas.* Formado por agregación de 12 intervalos básicos de 10 minutos.

### Intervalos temporales para el método de clase S

En esta clase el fabricante debe indicar el método, el número y la duración de los intervalos de tiempo de agregación.

#### 2.5.1.4. Algoritmo de agregación de intervalos temporales

La agregación temporal, según define la norma IEC 61000-4-30, consiste en la combinación secuencial de varios valores de un parámetro dado (cada uno de ellos determinado en periodos de tiempo idénticos), que proporciona un valor en un intervalo de tiempo más largo. Las agregaciones, en general, se calculan por la raíz cuadrada de la media aritmética de los cuadrados de los valores de entrada.

Por tanto para el intervalo básico de observación de 200 ms (10/12 ciclos), tomando como parámetro el valor eficaz de la tensión, tendríamos:

$$U_{\text{RMS (200 ms)}} = \sqrt{\frac{1}{200 \text{ ms}} \int_{200 \text{ ms}} u^2(t) dt} \quad (2.1)$$

Para el resto de intervalos, son necesarias tres categorías de agregación:

- *Agregación de periodos:* Los datos del intervalo de 150/180 ciclos<sup>1</sup> (equivalentes a 3 segundos) deben agregarse a partir de quince intervalos de 10/12 periodos (200 ms). Esta agregación se construye con arreglo a la siguiente expresión:

$$U_{\text{RMS (3 s)}} = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} U_{\text{RMS (200 ms)}}^2} \quad (2.2)$$

- *Agregación de periodos en tiempo de reloj:* Los valores del intervalo de 10 minutos se agregan a partir de 200 intervalos de 150/180 ciclos (3 s). La norma contempla que estos intervalos de 10 minutos se identifiquen con el tiempo absoluto (por ejemplo, 01H10.00), para ello el final del intervalo deberá disponer de un *marcado temporal*<sup>2</sup>. El intervalo se construye de la forma:

<sup>1</sup> Es importante señalar que este intervalo no es conceptualmente un “tiempo de reloj”, sino que está basado en la frecuencia de la señal, de ahí que se consideren ciclos completos.

<sup>2</sup> El *marcado temporal* es similar al *sellado temporal* o *time stamping*, que es un mecanismo on-line que permite demostrar que una serie de datos han existido y no han sido alterados desde un instante específico en el

$$U_{RMS (10 \text{ min})} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} U_{RMS (3 \text{ s})}^2} \quad (2.3)$$

Al inicio de las medidas, el primer intervalo de 10/12 ciclos debe comenzar en el límite absoluto de reloj de 10 minutos. Así mismo, cada intervalo sucesivo de 10 minutos debe ser resincronizado en tiempo absoluto. Para reducir el número de datos que puedan solaparse y aparecer en dos intervalos adyacentes de 10 minutos, se procede del siguiente modo: Si el último valor de 10/12 ciclos de una agregación de 10 minutos, se solapa en el tiempo con el límite absoluto del siguiente periodo de reloj de 10 minutos, este valor de 10/12 periodos se incluye en la agregación de 10 minutos que le corresponde y no se repite en la siguiente. Al resincronizarse el siguiente intervalo de 10 minutos, el primer intervalo de 10/12 ciclos de la agregación comenzará con el inicio del periodo de 10 minutos absoluto. Este procedimiento se refleja en la Figura 2.10.

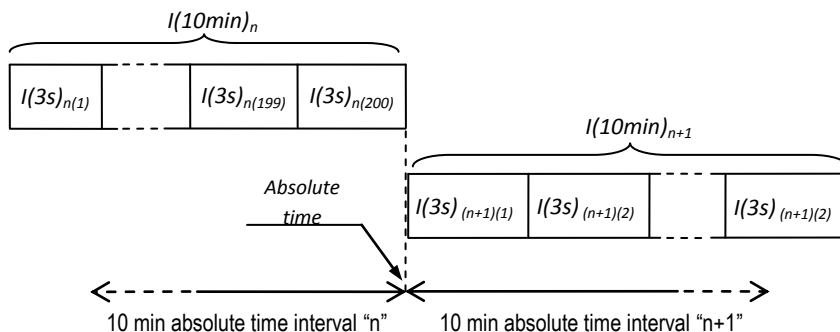


Figura 2.10. Intervalos de 10 min con solapamiento de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30

- *Agregación en tiempo de reloj:* Los valores del intervalo de 2 horas se agregan a partir de doce intervalos de 10 minutos. Esto es:

$$U_{RMS (2 \text{ h})} = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} U_{RMS (10 \text{ min})}^2} \quad (2.4)$$

### 2.5.1.5. Intervalo de observación para fenómenos transitorios

Cuando los parámetros que queremos medir corresponden a fenómenos eléctricos que por su naturaleza transitoria deben ser observados a nivel de ciclo, las ventanas temporales tratadas anteriormente no son aplicables. En este caso la norma IEC 61000-4-30 plantea la observación a nivel de ciclo utilizando el cálculo de la tensión

---

tiempo. En el sellado temporal, una *Autoridad de Sellado de Tiempo (TSA)* actúa como tercera parte de confianza, testificando la existencia de dichos datos electrónicos en una fecha y hora concretos. En el Apartado 4.7. de la norma IEC 61000-4-30, sobre el marcado temporal, no se hace mención expresa a que sea necesaria la intervención de una TSA.

eficaz refrescada cada semiperiodo,  $U_{\text{ef}(1/2)}$ , que coincide con la tensión eficaz medida en un periodo, comenzando en un paso por cero de la componente fundamental, y refrescada en cada semiperiodo.

$$U_{\text{ef}(1/2)} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_T u^2(t) dt} \quad (2.5)$$

Este valor sólo se utiliza para la detección de fenómenos con componentes de alta frecuencia y de naturaleza aleatoria, como los huecos de tensión (*sags* o *dips*), las sobretensiones temporales (*swell*), y las interrupciones [107]–[109].

#### **2.5.1.6. Marcado temporal**

El marcado temporal se aplica para evitar que durante determinados eventos (huecos de tensión, sobretensiones temporales e interrupciones) los algoritmos de medida de otros parámetros pudieran dar valores dudosos. El marcado evita que sea contabilizado un suceso dado más de una vez en diferentes parámetros [110].

Si un valor es marcado durante un determinado intervalo de tiempo, los valores agregados, incluido este valor, deben marcarse también. El valor marcado se debe registrar e incluirse también en el proceso de agregación; es decir, si durante un intervalo de tiempo se marca un valor, el valor agregado que incluye este valor marcado también se debe marcar y registrar.

#### **2.5.1.7. Medida de parámetros de suministro según norma IEC 61000-4-3**

La norma establece el procedimiento utilizado para la medida, su incertidumbre y como se evalúa la misma, tanto para métodos de clase A como de clase S, si bien en este último caso se indica en muchos parámetros que sea el fabricante quien deba hacer la especificación. A continuación se comentan los aspectos más relevantes que contempla la norma en relación a las medidas de los diversos parámetros.

##### **Frecuencia industrial**

La lectura de la frecuencia debe obtenerse en promedio cada 10 segundos. Los periodos individuales que se solapan en la frontera de un intervalo de 10 segundos se descartan. Cada intervalo de 10 segundos debe comenzar en un tiempo absoluto de 10 segundos de reloj,  $\pm 20$  ms para 50 Hz o  $\pm 16,7$  ms para 60 Hz.

Para la clase A, la incertidumbre en la medida de frecuencia,  $\Delta f$ , no debe sobrepasar  $\pm 0,01$  Hz. En caso de clase S, es el fabricante quien debe especificar dicha incertidumbre.

##### **Amplitud de la tensión de alimentación**

La medida debe ser el valor eficaz de la amplitud de la tensión en un intervalo de tiempo de  $10/12$  periodos<sup>3</sup> (50/60 Hz). Los intervalos de  $10/12$  periodos deben ser contiguos y no deben solaparse los intervalos adyacentes.

---

<sup>3</sup> Este método de medida específico se utiliza para las señales que ya se consideran estacionarias, a diferencia del cálculo de la tensión eficaz refrescada cada semiperiodo,  $U_{\text{ef}(1/2)}$ , que se utiliza para la detección y medida de las perturbaciones (huecos, sobretensiones temporales, interrupciones y transitorios de tensión).

En clase A, deben utilizarse los intervalos de agregación de la norma, y la incertidumbre en la medida de tensión,  $\Delta U$ , no debe sobrepasar el  $\pm 0,1\%$  de la tensión de entrada declarada<sup>4</sup> ( $U_{din}$ ). En clase S, es el fabricante quien debe especificar el método de agregación y la incertidumbre, no pudiendo sobrepasar ésta el  $\pm 0,5\%$  de  $U_{din}$ .

### Flicker

Para la clase A se remite a la norma CEI 61000-4-15, donde se plantean intervalos de medida de 10 minutos para los niveles de *flicker* a corto plazo (Pst), y de 2 horas para los niveles a largo plazo (Plt) [111], [112]. En el caso de la clase S la norma no especifica ningún requisito.

### Huecos de tensión y sobretensiones temporales:

La medida básica de un hueco de tensión y de una sobretensión temporal debe ser la medida de  $U_{ef(1/2)}$  en cada canal de medida. Por lo tanto la medida se hará en una ventana de un ciclo, refrescado cada medio ciclo. En el caso de los huecos, aunque la norma los define para sistemas monofásicos y polifásicos, la característica común es considerar que el hueco comienza cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  cae por debajo del umbral del hueco, y se termina cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  es igual o superior al umbral del hueco más la tensión de histéresis. Igualmente en el caso de las sobretensiones, la norma las define para sistemas monofásicos y polifásicos, siendo la característica común considerar que una sobretensión temporal comienza cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  se eleva por encima del umbral de sobretensión, y se termina cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  es igual o inferior al umbral de la sobretensión menos la tensión de histéresis.

Los umbrales y la tensión de histéresis, tanto para huecos como para sobretensiones, se consideran definidos por el usuario en función de la utilización. No obstante, la norma informa de lo siguiente: Los umbrales del hueco de tensión están, generalmente, en el margen del 85 % al 90 % de la referencia de tensión fijada, para la investigación de fallos o aplicaciones estadísticas, y del 70 % para aplicaciones contractuales. El umbral de la sobretensión temporal es, en general, superior al 110 % de  $U_{din}$ . La histéresis, tanto para huecos como para sobretensiones, es en general igual al 2 % de  $U_{din}$ .

En estos casos, para la clase A, la incertidumbre de las medidas de tensión,  $\Delta U$ , no debe sobrepasar  $\pm 0,2\%$  de  $U_{din}$ . Para la clase S, el fabricante debe especificar la incertidumbre en las medidas de tensión, no pudiendo sobrepasar ésta  $\pm 1,0\%$  de  $U_{din}$ . La norma contempla también la incertidumbre en la medida de la duración del hueco y la sobretensión. Esta incertidumbre temporal es igual a la incertidumbre del comienzo del hueco o de la sobretensión (un semiperiodo), más la incertidumbre del final del hueco o de la sobretensión temporal (un semiperiodo). El autor aclara que para sistemas de 50 Hz estaríamos hablando de dos medios ciclos, con lo que la incertidumbre de la duración no deberá ser mayor de 20 ms.

### Interrupciones de la tensión de suministro:

La medida básica de una interrupción de tensión debe ser la medida de  $U_{ef(1/2)}$  en el canal de medida. La medida se hará en una ventana de un ciclo, refrescado cada medio ciclo. En el caso de las interrupciones, la norma también los define para sistemas monofásicos y polifásicos, siendo la característica común considerar que la interrupción

<sup>4</sup> La tensión de entrada declarada,  $U_{din}$ , según la norma IEC 61000-4-30, es un valor obtenido a partir de la tensión de suministro declarada por una relación de transformación. En esta tesis este concepto se considerará análogo a la tensión nominal de la red.

comienza cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  cae por debajo del umbral de interrupción, y se termina cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  es igual o superior al umbral de interrupción más la tensión de histéresis.

El umbral de interrupción de tensión y la tensión de histéresis las fija el usuario en función de la utilización. No obstante, la norma indica que el umbral de interrupción no debe fijarse por debajo de la incertidumbre de medida de la tensión más el valor de la histéresis. En este sentido la norma informa de lo siguiente: en general, la histéresis es igual al 2 % de  $U_{din}$ , y da como ejemplo una referencia para el umbral de interrupción de tensión de un 5 % de  $U_{din}$ .

La duración de una interrupción de tensión es la diferencia de tiempo entre el comienzo y el final de ésta. Aquí la incertidumbre de la medida de la duración, tanto para los métodos de clase A como de clase S, debe ser inferior a dos periodos. El autor aclara que, para sistemas de 50 Hz, esto implica que la incertidumbre de la duración deberá ser inferior a 40 ms.

### **Tensiones transitorias:**

La norma no define intervalos temporales concretos, se limita a indicar que la tasa de muestreo del sistema de medida tiene que ser al menos igual a dos veces la frecuencia máxima de la forma de onda. En este sentido recuerda que, para la tensión y la corriente, el espectro de las formas de onda de ensayo de los transitorios en la red de corriente alterna contiene componentes de frecuencias cercanas a los 10 MHz (durante 200  $\mu$ s), y con grandes amplitudes hasta 1 MHz (durante 2 ms).

### **Desequilibrio de la tensión de suministro:**

El desequilibrio de la tensión de suministro se evalúa usando el método de las componentes simétricas. Este método se fundamenta en el hecho de que, en condiciones de desequilibrio de la tensión de suministro, además de la componente directa existe también, al menos, una de las siguientes componentes: la componente inversa y/o la componente homopolar de la tensión [113].

Para la clase A, la norma indica una serie de expresiones para el cálculo de las componentes inversa y homopolar, a partir de los valores eficaces de las tensiones directa, inversa y homopolar. La componente fundamental del valor eficaz de la tensión de entrada al equipo se mide en un intervalo de tiempo de 10/12 periodos (50/60 Hz).

Respecto a la incertidumbre de la medida en la clase A, bajo una serie de requisitos que se indican en la norma, el instrumento debe presentar una incertidumbre inferior al  $\pm 0,15$  % para las componentes inversa y homopolar<sup>5</sup>. En las medidas de clase S, el fabricante debe especificar la incertidumbre.

La agregación para el método de clase A se implementa de acuerdo con lo referido en la norma. Para el método de clase S, es el fabricante quien debe especificar los métodos de medida y de agregación.

### **Armónicos de tensión:**

Para el método de clase A, se aplica la definición de la medida básica de armónicos de tensión dada en la norma IEC 61000-4-7 para la clase 1 [114]. Esta norma debe

---

<sup>5</sup> Para aclarar este punto, la norma indica el siguiente ejemplo: un instrumento presentado con una componente inversa del 1,0 % de  $U_{din}$  debe dar una lectura  $x$  tal que  $0,85\% \leq x \leq 1,15\%$ .



utilizarse para determinar una medida de un subgrupo de armónicos sin discontinuidad en 10/12 periodos, denominada  $C_{ng}$ . La agregación se efectuará de acuerdo con la norma. En el método de clase S, es el fabricante quien debe especificar la incertidumbre de la medida y los métodos de agregación.

#### **Interarmónicos de tensión:**

Para el método de clase A, se aplica la definición de la medida básica de los interarmónicos de tensión dada en la norma IEC 61000-4-7 para la clase 1. Esta norma debe utilizarse para determinar una medida de un subgrupo de interarmónicos centrados y sin discontinuidad en 10/12 periodos, denominada  $C_{n-200ms}$ . La agregación se efectuará de acuerdo con la norma. En el método de clase S, es el fabricante quien debe especificar la incertidumbre de la medida y los métodos de agregación.

#### **Transmisión de señales de la red sobre la tensión de suministro:**

Para la clase A, el método indicado en la norma IEC 61000-4-30, consistente en verificar el nivel de tensión de una señal portadora de frecuencia conocida, se debe utilizar para las frecuencias de transmisión de señales inferiores a 3 kHz. Para frecuencias de transmisión de señales de la red superiores a 3 kHz se aplicará la norma IEC 61000-3-8 [115]. La medida de tensión del sistema de transmisión de señales debe basarse en el valor eficaz en 10/12 periodos de las componentes interarmónicas correspondientes, o en el valor eficaz en 10/12 periodos de las cuatro componentes interarmónicas más próximas<sup>6</sup>.

La emisión de transmisión de señales en la red eléctrica debe detectarse cuando el valor medido de las componentes interarmónicas sobrepase un valor umbral, por encima del 0,1 % de  $U_{din}$ , que será definido por el usuario. Los valores medidos se registran durante un periodo de tiempo especificado por el usuario, de hasta 120 segundos, para dar el nivel y la secuencia de tensión de la señal. En este parámetro no se aplica el algoritmo de agregación de la norma.

En la clase A, la incertidumbre de medida no debe ser superior al 7 % del valor leído. Para la medida de clase S, el fabricante debe especificar el método elegido, y no se especifica incertidumbre en la norma.

#### **Cambios rápidos de tensión**

En la norma se entiende por cambio rápido de tensión una transición rápida de la tensión eficaz entre dos regímenes permanentes. El parámetro característico del cambio rápido de tensión es la diferencia entre el valor en régimen permanente alcanzado después del cambio, y el valor inicial en régimen permanente. En un cambio rápido de tensión, la tensión no tiene que superar el umbral del hueco de tensión y/o de sobretensión temporal, pues de lo contrario sería considerado como un hueco o una sobretensión temporal. La norma no especifica ningún intervalo temporal para la medición de este parámetro.

#### **Medida de los parámetros *tensión baja* y *tensión alta***

La norma, para la clase A, indica que puede utilizarse el valor eficaz, en el intervalo de 10/12 periodos, para evaluar los parámetros de “tensión alta” y de “tensión baja” como

---

<sup>6</sup> Como aclaración a este punto, la norma pone el siguiente ejemplo: Una señal de control centralizada a 316,67 Hz, en una red de 50 Hz, debe aproximarse por el valor eficaz de las componentes de 310 Hz, 315 Hz, 320 Hz y 325 Hz, dadas por una FFT efectuada en un intervalo temporal de 10 ciclos.

un porcentaje de la tensión  $U_{din}$ . Estos parámetros se determinan por unas expresiones matemáticas detalladas en la norma. Para efectuar la medida debe utilizarse el algoritmo de intervalos de agregación especificado en la norma. En el documento del estándar no se hace ninguna referencia para el método de clase S.

## **2.5.2. La norma IEC 61727**

### **2.5.2.1. *Ámbito de aplicación de la norma IEC 61727***

La norma IEC 61727 tiene por objeto establecer los requisitos para la interconexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica [18]. Para ello, aporta recomendaciones específicas para sistemas de hasta 10 kVA, tanto para aplicaciones monofásicas como trifásicas.

Esta norma no aborda ni la compatibilidad electromagnética (EMC), ni qué sistemas han de aplicarse para la prevención del islanding. Sin embargo sí estipula un tiempo de respuesta para la protección anti-islanding del equipo inversor conectado a la red.

### **2.5.2.2. *Calidad de suministro***

Todos los parámetros de calidad de la energía (tensión, flicker, frecuencia, armónicos, y factor de potencia) se medirán en la interfaz del sistema eléctrico público, o punto de acoplamiento común (PCC), a menos que se especifique lo contrario. La norma exige que los valores de corriente, tensión y frecuencia generadas por el sistema fotovoltaico sean compatibles con el sistema eléctrico.

#### **Rango operativo de tensión**

Dado que los sistemas fotovoltaicos interconectados al sistema eléctrico no suelen regular el voltaje, estos operan inyectando corriente alterna en la red eléctrica. Funcionan pues como fuentes de corriente, por lo tanto el rango de tensión de operación para los inversores fotovoltaicos vendrá limitado como una función de protección, en base a las condiciones anormales de funcionamiento de la red, no como una función de regulación de voltaje. Cuando la tensión de operación sobrepasa los límites de ese rango de tensiones, el equipo actuará con la consigna de protección correspondiente.

#### **Rango operativo de frecuencia**

El sistema fotovoltaico operará en sincronismo con el sistema eléctrico, dentro de un rango de frecuencia de protección. Cuando la frecuencia de operación sobrepasa los límites de ese rango de frecuencia, el equipo actuará con la consigna de protección correspondiente.

#### **Flicker**

La operación de los sistemas fotovoltaicos no debe superar los límites de flicker de tensión establecidos en las secciones pertinentes de la norma IEC 61000-3-3 [116], para los sistemas de menos de 16A, o de la IEC 61000-3-5 [117], para sistemas con corriente igual o superior a 16A.

### Inyección corriente continua

El sistema fotovoltaico no debe inyectar corriente continua al sistema eléctrico más allá del 1 % de la producción de corriente nominal del inversor, en cualquier condición de funcionamiento.

### Distorsión armónica

En la interconexión de los inversores fotovoltaicos a la red eléctrica son deseables niveles bajos de armónicos de corriente y tensión. La existencia de niveles muy altos de armónicos aumenta la probabilidad de potenciales efectos adversos sobre los equipos conectados. Los niveles aceptables de tensión y corriente armónica dependen de las características del sistema eléctrico de distribución, tipo de servicio y cargas conectadas.

La salida del sistema fotovoltaico deberá tener bajos niveles de distorsión de corriente, para asegurar que no haya efectos adversos sobre otros equipos conectados a la red. La distorsión armónica de corriente total deberá ser inferior al 5 % de la salida nominal del inversor. Cada armónico individual estará limitado a los porcentajes que figuran en la Tabla 2.2. En dicha tabla los armónicos pares, en esos rangos, deberán ser inferiores al 25 % de los límites más bajos de armónicos impares.

**Tabla 2.2. Límites de distorsión de corriente en la norma IEC 61727**

<b>Orden del armónico (impar)</b>	$3 \leq h$	$11 \leq h$	$17 \leq h$	$23 \leq h$			Total Harmonic Distortion THD (%)
	$\leq 9$	$\leq 15$	$\leq 21$	$\leq 33$			
<b>Orden del armónico (par) (*)</b>					$2 \leq h$	$10 \leq h \leq 32$	
					$\leq 8$		
<b>Límite de distorsión (%)</b>	$< 4.0$	$< 2.0$	$< 1.5$	$< 0.6$	$< 1.0$	$< 0.5$	$< 5.0$

(\*) Los armónicos pares en estos rangos deberán ser inferiores al 25 % de los límites de los armónicos impares más bajos en la lista.

### Factor de Potencia

El sistema fotovoltaico tendrá un factor de potencia en retraso de corriente (inductivo), superior a 0,9 cuando la salida es superior al 50% de la potencia nominal de salida del inversor.

#### 2.5.2.3. Especificaciones de seguridad y protección

La norma indica una serie de consideraciones de seguridad, así como la correcta operación de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. Cuando se dan condiciones anormales en el sistema eléctrico, normalmente se requiere que el sistema fotovoltaico deje de inyectar energía en la red. Con esta desactivación de energía se pretende garantizar la seguridad del personal de mantenimiento de red y del público en general, así como evitar daños a los equipos conectados, incluyendo el propio sistema fotovoltaico.

Las condiciones anormales de interés en la red eléctrica son las variaciones de voltaje y frecuencia, por encima o por debajo de unos valores establecidos en la norma, que indicaremos a continuación, y la posibilidad de formación de islas debido a la generación distribuida (islanding) ante una eventual desconexión completa de la red eléctrica.

**Ventana operativa de tensión (sobre/sub tensión)**

Cuando la tensión se desvía fuera de los valores especificados en la Tabla 2.3, el sistema fotovoltaico dejará de inyectar energía a la red pública. Esto es aplicable a cualquiera de las fases de un sistema polifásico. Para ello se deben cumplir las siguientes condiciones, con tensiones en valor RMS y medidas en el punto PCC.

**Tabla 2.3. Respuesta a tensiones anormales según la norma IEC 61727**

Tensión en punto PCC (% $V_{nominal}$ )	Tiempo máximo de desconexión
$V < 50 \%$	0.1 s
$50 \% \leq V < 85 \%$	2.0 s
$85 \% \leq V \leq 110 \%$	Operación continua
$110 \% < V < 135 \%$	2.0 s
$135 \% \leq V$	0.05 s

El tiempo máximo de desconexión se considera el tiempo transcurrido entre el inicio de la condición anormal y el momento en el que el inversor deja de inyectar energía a la línea. El propósito de los retardos de tiempo permitidos es la no interrupción del sistema durante las perturbaciones rápidas, para evitar molestias por excesivas desconexiones. De este modo, el inversor no tiene que dejar de inyectar energía si la tensión vuelve a la condición de funcionamiento normal dentro del tiempo de actuación especificado. Los circuitos de control del sistema fotovoltaico mantendrán la monitorización de la red para detectar la recuperación de las condiciones normales y permitir la reconexión.

**Ventana operativa de frecuencia (sobre/sub frecuencia)**

Cuando la frecuencia de la red, medida en el punto PCC, se desvía fuera del rango de  $\pm 1$  Hz, el sistema dejará de inyectar energía a la línea en un tiempo máximo de 0,2 segundos. La Tabla 2.4 indica lo anterior para una frecuencia genérica “P”.

**Tabla 2.4. Respuesta a frecuencias anormales según la norma IEC 61727.**

Frecuencia (Hz) en punto PCC	Tiempo máximo de desconexión
$(f_{nominal}-1) \leq f \leq (f_{nominal}+1)$	0.2 s

El propósito de este rango de frecuencias y del retardo de tiempo permitidos es la no interrupción del sistema durante las perturbaciones rápidas, para evitar molestias por excesivas desconexiones cuando el sistema eléctrico está en condiciones de “debilidad”. El inversor no tiene por qué dejar de inyectar energía si la frecuencia vuelve a la condición de operación normal dentro del tiempo de actuación especificado.

**Islanding**

Para evitar el islanding, un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica dejará de inyectar energía a la línea de distribución de la red eléctrica, independientemente de las cargas conectadas o cualquier otra generación, dentro de una ventana temporal de 2 segundos a partir de la pérdida de tensión en la red eléctrica.

## **Respuesta a la recuperación de la red**

Después de haberse detectado una condición anormal del sistema eléctrico que haya causado que el sistema fotovoltaico deje de inyectar energía, el inversor mantendrá sin energía a la línea de 20 s a 5 minutos, después de que la tensión y frecuencia del servicio eléctrico se hayan recuperado dentro de los rangos especificados.

### **Protección por cortocircuito**

La instalación fotovoltaica tendrá protección contra cortocircuitos, de conformidad con la norma IEC 60364-7-712 [118].

### **Aislamiento y conmutación**

Se proporcionará un método de aislamiento y conmutación de conformidad con la norma IEC 60364-7-712.

## **2.5.3. La norma VDE 0126-1-1**

### **2.5.3.1. *Ámbito de aplicación de la norma VDE 0126-1-1***

La norma VDE V 0126-1-1 [19], de origen alemán, cuyo título en inglés es *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid*, se centra en el dispositivo de desconexión automática, utilizado como una interfaz de seguridad entre el generador y la red pública de distribución de bajo voltaje.

Este estándar se centra fundamentalmente en las protecciones, no en la calidad de energía, basándose en el cese del suministro del generador, por motivos de seguridad, frente a las siguientes situaciones:

- Valores anormales, fuera de rango operativo, de parámetros eléctricos.
- Evitar que el generador continúe aportando energía a una subred que esté desconectada del resto de la red de distribución (islanding).

El dispositivo de desconexión automática de esta norma no contempla la protección del generador frente a sobrecargas y cortocircuitos. Dicha protección debe proporcionarse por separado de acuerdo con otras referencias normativas [119]–[121].

### **2.5.3.2. *Especificaciones de seguridad y protección***

#### **Dispositivo de desconexión**

Los siguientes requisitos se aplican, con fines de seguridad y protección, para dispositivos de desconexión automática, tanto integrados como no integrados en el sistema de generación, a menos que se especifique lo contrario. Según la norma, este dispositivo de desconexión estará provisto de dos etapas interruptoras dispuestas en serie, por medio de las cuales debe desactivarse el generador de la red (Figura 2.11).

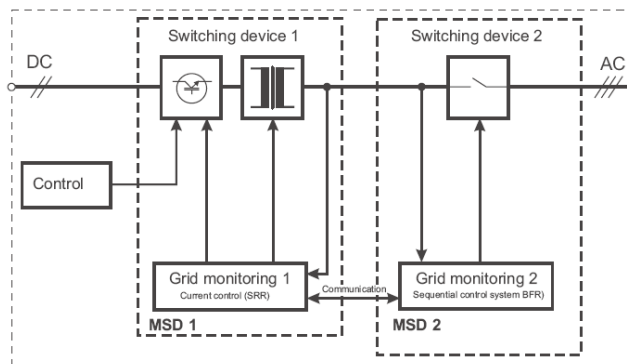


Figura 2.11. Dispositivo de desconexión según la norma VDE V 0126-1-1

Los motivos para esta desconexión son los siguientes:

- Fluctuaciones de tensión y/o frecuencia en la red de baja tensión.
- Inyección de componente continua (DC) en la red de baja tensión.
- Islanding no intencionado.
- Islanding intencionado con las unidades de generación en standby.

Una vez que se ha producido una desconexión de la red y que vuelven a entrar en rango los valores de tensión y frecuencia, antes de reestablecer la conexión, se monitoriza la red durante 30 s para comprobar si estos parámetros permanecen dentro del rango de operación (Tabla 2.5). Una vez comprobados que los valores son los adecuados, el generador puede volver a inyectar energía en la red. Tras una desconexión provocada por cualquiera de las funciones de seguridad del dispositivo de desconexión, la reconexión se lleva a cabo de la misma manera, esperando un intervalo de 30 s para confirmar valores adecuados de parámetros. Después de una desconexión provocada por una interrupción breve, el generador puede volverse a conectar, superado un período de 5 s, una vez que el voltaje y la frecuencia de la red se encuentran dentro del rango de operación especificados.

El islanding no intencionado debe ser detectado también en situaciones en que coincidan la potencia de la generación y la del consumo en la carga del área de distribución aislada. Esta situación es más compleja de detectar ya que, debido a la adaptación entre carga y generación, los valores de tensión y frecuencia pueden mantenerse en rango, por algún tiempo, aún con la red desconectada.

### Monitorización de la tensión y frecuencia en línea

Para la función de protección, los rangos de operación y los tiempos de desconexión se indican en la Tabla 2.5. Los umbrales de tensión se refieren en este caso a las líneas de fase que están siendo alimentadas, es decir, a la salida del generador, que puede no coincidir con el punto PCC.

**Tabla 2.5. Función de protección para tensión y frecuencia según la norma VDE 0126-1-1.**

Tensión en punto PCC (% $V_{\text{nominal}}$ )	Tiempo máximo de desconexión
$115 \% \leq V \leq 80 \%$	0.2 s
Frecuencia (Hz) en punto PCC	Tiempo máximo de desconexión
$50.2 \text{ Hz} < f < 47.5 \text{ Hz}$	0.2 s

Nota: Estos límites no podrán ser cambiados en el dispositivo de protección.

### Control de la calidad de tensión en PCC

El objetivo es mantenerse dentro de los límites de tensión en el punto PCC. Se debe obtener una media móvil en un intervalo de 10 minutos para cada línea de fase que alimente el generador. Para tener en cuenta la caída de tensión entre la ubicación de la instalación y el punto PCC, el umbral de disparo se puede ajustar entre el 110 % y 115 % de  $V_{\text{nominal}}$ . El establecimiento de este límite sólo debe hacerse previa consulta con el operador de red. El dispositivo vendrá ajustado por defecto con un umbral de disparo de 110 % de  $V_{\text{nominal}}$ . Si se supera el valor de umbral determinado debe iniciarse una desactivación.

### Control de corriente continua

La inyección de corriente continua a la red de baja tensión, debida a una operación incorrecta de un generador defectuoso, debe provocar una desactivación dentro de un periodo de 0.2 s. Para ello, puede servir como criterio de activación de la protección la propia detección del funcionamiento incorrecto, o bien una medida de la componente DC de corriente de más de 1 A.

### Islanding

Esta norma presenta la novedad de considerar valores para los tiempos de desconexión en situación de isla con varias unidades de protección trabajando conjuntamente. Este planteamiento es de gran interés en el caso de generación fotovoltaica con topologías multi-inversor.

- *Operación de una sola unidad de protección:* La aparición de una situación de islanding en una zona de la red debe dar lugar a una desactivación del generador afectado dentro de un intervalo de 5 s. Se seguirá monitorizando el voltaje y la frecuencia y si estos se encuentran dentro del rango operativo, el dispositivo de desconexión no deberá reconectar durante al menos 30 s después de la desactivación.
- *Operación con varias unidades de protección:* En el caso de que pueda haber varios dispositivos de desconexión automática conectados a una misma zona de red, que pueden estar o no asociados a otros tantos generadores, se puede detectar el islanding de forma independiente para cada unidad individual si cada una de ellas cumplen los requisitos establecidos en los ensayos de la norma. Además, se plantea la alternativa de que el dispositivo de desconexión automática puede recibir órdenes de desactivación, a través de un interfaz, de otro dispositivo de protección con un sistema anti-islanding equivalente. En estos escenarios de operación con varias unidades, la detección de una isla debe provocar la activación de un comando de desconexión en 0.2 s o menos, de forma que la generación implicada se desactive dentro de un intervalo de 5 s.

### Respuesta a la recuperación de la red

Una vez que la red ha vuelto a restablecer sus valores operativos después de una contingencia, la norma diferencia entre dos tipos de retardos previos a la reconexión del equipo a la red, asociados a los rangos operativos de frecuencia y de tensión. La estabilización de frecuencia en el sistema es más crítica que la de tensión, y por ello la norma establece un tiempo mínimo de retardo, antes de la reconexión, mayor en el caso de la recuperación de frecuencia operativa que en el caso de la tensión.

En base a este criterio, la norma menciona un tiempo mínimo de 30 s para la recuperación de la red por desviaciones de frecuencia, y un tiempo mínimo de 5 s para las desviaciones de tensión.

### Control de la corriente residual

Será necesaria una unidad de monitorización de corriente residual (*Residual Current Monitoring Unit, RCMU*) para los inversores sin separación simple entre la red y el generador fotovoltaico. En caso de fallo, la componente DC y AC de la corriente residual dependerá del tipo de inversor y de la tensión DC del generador fotovoltaico.

La resistencia de aislamiento del lado del generador, antes del interruptor a la red, debe ser  $\geq 1 \text{ k}\Omega/\text{V}$  en relación con el máximo voltaje de entrada del inversor, y al menos 500 k $\Omega$  en total. Las corrientes de fuga de más de 300 mA deben dar lugar a la desactivación de sistema de generación dentro de un intervalo de 0.3 s. Con independencia de la potencia nominal del inversor, cualquier corriente residual súbita debe dar lugar a la desconexión de la generación de acuerdo con la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. Función de protección para corrientes residuales según la norma VDE 0126-1-1.

Corriente residual RMS	Tiempo máximo de desconexión
30 mA	0.3 s
60 mA	0.15 s
150 mA	0.04 s

## 2.5.4. La norma IEEE 1547

### 2.5.4.1. *Ámbito de aplicación de la norma IEEE 1547*

Esta norma [97] establece un criterio para la interconexión de la generación distribuida con el sistema eléctrico. Sus requisitos deben cumplirse en el punto PCC, aunque los dispositivos utilizados para generación se puedan encontrar en otros lugares. Los criterios y requisitos en esta normativa son aplicables a todas las tecnologías de generación distribuida, para sistemas eléctricos de 60 Hz, con una capacidad  $\leq 10 \text{ MVA}$  en el PCC.

### 2.5.4.2. *Requerimientos generales*

*Máxima potencia.* Aplicable a cualquier sistema de Generación Distribuida (DG) cuya capacidad agregada en el PCC sea  $\leq 10 \text{ MVA}$ .



*Variación en la tensión.* El DG no debe regular activamente la tensión en el PCC y debe operar satisfactoriamente dentro de los límites de tensión establecidos por la normativa vigente.

*Puesta a tierra.* El sistema de puesta a tierra del DG no debe causar sobre-tensiones que excedan las permitidas por los equipos conectados al *Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)*, y no debe modificar los sistemas de protección del área del SEP.

*Sincronización.* Durante la sincronización del sistema de DG, éste debe conectarse al área del SEP sin producir fluctuaciones de tensión superiores al 5 % en el PCC.

*Monitorización.* Cada sistema de DG individual o conjunto agregado  $\geq 250$  kVA debe monitorizar su estado de conexión, potencia activa, reactiva y tensión en el punto de conexión.

*Interruptor de aislamiento.* Cuando sea requerido por las prácticas operativas del SEP, debe incluirse un dispositivo de aislamiento visible y accesible.

*Integridad de la interconexión.* Debe tener la capacidad de soportar interferencias electromagnéticas (EMI) según la normativa vigente. Debe tener la capacidad de soportar sobretensiones transitorias según la normativa vigente.

*Respuesta ante faltas.* El sistema de DG debe cesar de alimentar la red del SEP a la que está conectada ante las faltas que se produzcan en ésta.

### 2.5.4.3. Calidad de suministro

Las características más significativas respecto a calidad de suministro en la norma IEEE 1547 se comentan a continuación.

#### Limitación de la inyección de corriente continua

La generación distribuida y su sistema de interconexión no inyectarán corriente continua superior al 0.5 % de la producción total de la corriente nominal en el punto de conexión a la línea.

#### Limitación de flicker

La generación distribuida no dará lugar a flicker desagradable para otros clientes sobre el área de influencia de dicha generación.

#### Armónicos

Cuando la generación distribuida esté dando servicio a cargas lineales equilibradas, la inyección de corriente armónica a la zona de influencia, en el punto PCC, no excederá de los valores indicados en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7. Límites de distorsión de corriente en la norma IEEE 1547.

Orden del armónico (impar) (*)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Total Harmonic Distortion THD (%)
	Límite de distorsión (%)	< 4.0	< 2.0	< 1.5	< 0.6	

(\*) Los armónicos pares están limitados al 25 % de los límites de los armónicos impares.

### 2.5.4.4. Especificaciones de seguridad y protección

#### Ventana operativa de tensión

Cuando los valores de tensión estén fuera del rango operativo, conforme a la Tabla 2.8, el dispositivo de generación distribuida deberá detener su inyección de energía en la red en los tiempos indicados. Este tiempo de desconexión es el que transcurre entre el comienzo de la condición anormal y el cese de inyección de energía a la red.

**Tabla 2.8. Respuesta a tensiones anormales según la norma IEEE 1547.**

Tensión en punto PCC (% $V_{\text{nominal}}$ )	Tiempo máximo de desconexión
$V < 50 \%$	0.16 s
$50 \% \leq V < 88 \%$	2.0 s
$110 \% < V < 120 \%$	1.0 s
$V \geq 120 \%$	0.16 s

#### Ventana operativa de frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema se sale del rango normal de funcionamiento, reflejado en la Tabla 2.9, el sistema de generación distribuida dejará de suministrar energía a la red en los tiempos indicados en dicha tabla. Este tiempo de desconexión es el que transcurre entre el comienzo de la condición anormal y el cese de inyección de energía a la red.

**Tabla 2.9. Respuesta a frecuencias anormales según la norma IEEE 1547.**

Frecuencia en punto PCC (Hz)		Tiempo máximo de desconexión
$\leq 30$ kW	$> 60.5$	0.16 s
	$< 59.3$	0.16 s
	$> 60.5$	0.16 s
$> 30$ kW	$< (59.8 - 57.0)$ (punto ajustable)	Ajustable de 0.16 a 300 s
	$< 57.0$	0.16 s

Para equipos de generación distribuida con potencia máxima  $\leq 30$  kW, los valores de frecuencia y tiempos de desconexión pueden ser fijos o ajustables en campo. Para equipos con potencias  $> 30$  kW, los valores de frecuencia serán ajustables en campo. La norma también aconseja que para el ajuste de la frecuencia mínima de la ventana de funcionamiento (sub-frecuencia), se coordine el equipo con el resto de los sistemas de potencia implicados en el área.

#### Islanding

Para una isla no intencionada, donde la generación distribuida da energía a un área determinada a través del punto PCC, el sistema de interconexión de la generación deberá detectar la isla y dejar de activar eléctricamente el área afectada dentro de los 2 s desde la formación de la isla.

#### Respuesta a la recuperación de la red

Después de una anomalía en un área determinada, no tendrá lugar ninguna reconexión de generación distribuida hasta que la tensión de la zona esté dentro del rango B de la norma ANSI C84.1 (Tabla 1) [122], y el rango de frecuencia de 59,3 Hz a 60,5 Hz.

El sistema de interconexión en la generación distribuida incluirá un retardo ajustable (o un retardo fijo de 5 minutos), que podrá retrasar la reconexión hasta en 5 minutos después de que la tensión y la frecuencia en la zona lleguen a valores estacionarios donde se restauran los rangos operativos de funcionamiento.

## **2.5.5. Las normas IEEE 929 y UL 1741**

### **2.5.5.1. *Ámbito de aplicación de la norma IEEE 929-2000***

El documento de esta norma [14] contiene guías y recomendaciones respecto a los equipos y funciones necesarias para garantizar la interoperabilidad de los sistemas fotovoltaicos que están conectados en paralelo con la red eléctrica. Se incluyen aquí consideraciones relacionadas con la seguridad personal, la protección de equipos, calidad de la energía y el funcionamiento del sistema eléctrico. Esta norma se aplica a los sistemas fotovoltaicos de potencia interconectados en paralelo con la red eléctrica y a la utilización de convertidores estáticos para la conversión de corriente continua a corriente alterna (inversores).

Para sistemas “pequeños”, con capacidad  $\leq 10$  kW, como los que se pueden utilizar en residencias individuales, se describen recomendaciones específicas. Se pretende con estas recomendaciones impulsar la normalización de estos sistemas más pequeños, reduciendo así la carga de la ingeniería y el diseño tanto en la instalación del sistema fotovoltaico como en la interconexión con la red eléctrica.

Para aplicaciones “intermedias”, que van desde más de 10 kW hasta 500 kW, el estándar sigue las mismas pautas generales que en los sistemas pequeños. En este caso, se plantean puntos de trabajo ajustables en la configuración del equipamiento así como otras características que pueden ser requeridas en la interconexión con la red, en función del impacto que la instalación fotovoltaica tenga en el área del sistema eléctrico al que está interconectada.

Los sistemas “grandes”, superiores a 500 kW, pueden combinar varias características normalizadas así como una serie de requerimientos, dependiendo del impacto que la instalación fotovoltaica tenga en el área del sistema eléctrico al que está interconectada. La norma pretende facilitar y minimizar el esperado mayor grado de ingeniería específica en la interfaz con la red, a medida que el tamaño de la instalación fotovoltaica crezca en relación con la capacidad del sistema eléctrico.

### **2.5.5.2. *Calidad de suministro***

Todos los parámetros de calidad de la energía (tensión, frecuencia, flicker, distorsión, etc.) en la norma IEEE 929, se especifican en el punto de acoplamiento común (PCC), a menos que se indique lo contrario.

#### **Rango operativo de tensión**

Los sistemas fotovoltaicos interconectados al sistema eléctrico no regulan la tensión, inyectan corriente en la red. Por lo tanto, el rango operativo de tensión para los inversores fotovoltaicos se selecciona como una función de protección que responde ante condiciones anormales de la red, no como una función de regulación de voltaje. Se

someterá pues a los valores descritos en el apartado correspondiente a funciones de seguridad y protección.

**Rango operativo de frecuencia**

El sistema fotovoltaico deberá operar en sincronía a la frecuencia del sistema eléctrico. Por lo tanto, la monitorización del rango operativo de frecuencia se trata como una función de protección que responda ante condiciones anormales de la red, cuyos valores son los descritos en el apartado correspondiente a funciones de seguridad y protección.

**Flicker**

Cualquier flicker de tensión resultante de la conexión del inversor al sistema eléctrico en el punto PCC, no debe exceder los límites definidos por los valores máximos de la curva de “irritación” identificada en la norma IEEE 519 [123].

**Distorsión armónica**

La salida del sistema fotovoltaico debe tener bajos niveles de distorsión de corriente para asegurar que no se ocasionan efectos adversos a otros equipos conectados a la red eléctrica. La salida del sistema de generación distribuida en el punto PCC debe cumplir con la norma IEEE 519, ajustándose a los niveles de distorsión aceptable para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Los requisitos fundamentales de esta cláusula se resumen en lo siguiente:

- La distorsión armónica total (THD) de corriente deberá ser inferior al 5 % de la frecuencia fundamental de la corriente nominal a la salida del convertidor.
- Cada armónico individual se limitará en los porcentajes descritos en la Tabla 2.10. Los límites en dicha tabla son un porcentaje de la frecuencia fundamental de la corriente a plena potencia de salida del sistema. Los armónicos pares en estos rangos de valores deberán ser menores del 25 % de los límites de los armónicos impares reflejados en la tabla.

**Tabla 2.10. Límites de distorsión de corriente en la norma IEEE 929.**

Orden del armónico (impar) (*)	$3 \leq h \leq 9$	$11 \leq h \leq 15$	$17 \leq h \leq 21$	$23 \leq h \leq 33$	$h > 33$	Total Harmonic Distortion THD (%)
Límite de distorsión (%)	< 4.0	< 2.0	< 1.5	< 0.6	< 0.3	< 5.0

(\*) Los armónicos pares están limitados al 25 % de los límites de los armónicos impares anteriores.

**Factor de potencia**

El sistema fotovoltaico debe operar con un factor de potencia > 0,85 (en retraso o adelanto) cuando la salida es >10% de la nominal. La mayoría de inversores fotovoltaicos diseñados para interconectarse a la red operan cerca de un factor de potencia unidad. Los sistemas especialmente diseñados para proporcionar compensación de potencia reactiva pueden operar fuera de este límite con el consentimiento del sistema eléctrico.

### 2.5.5.3. Especificaciones de seguridad y protección

#### Ventana operativa de tensión

En el documento IEEE 929-2000 todas las discusiones sobre el voltaje del sistema se referencian en base a una tensión nominal de 120V. Para extrapolar estas directrices a otras tensiones distintas a la base de 120V, los límites operativos se proporcionarán en forma de porcentajes aproximados. El inversor debe detectar la tensión anormal y responder de acuerdo a las condiciones descritas en la tabla 5.14, donde las tensiones están medidas en el punto PCC y se expresan en valor cuadrático medio (RMS). Los tiempos de desconexión están seleccionados para no considerar las perturbaciones a corto plazo y así evitar molestias por excesivas desconexiones.

**Tabla 2.11. Respuesta a tensiones anormales según la norma IEEE 929.**

Tensión en punto PCC (% $V_{\text{nominal}}$ )	Tiempo máximo de desconexión <sup>(*)</sup>
$V < 60$ ( $V < 50\%$ )	6 ciclos (0.1 s)
$60 \leq V < 106$ ( $50\% \leq V < 88\%$ )	120 ciclos (2.0 s)
$106 \leq V \leq 132$ ( $88\% \leq V < 110\%$ )	operación normal
$132 < V < 165$ ( $110\% < V < 137\%$ )	120 ciclos (2.0 s)
$V \geq 165$ ( $V \geq 137\%$ )	6 ciclos (0.1 s)

<sup>(\*)</sup> El tiempo máximo de desconexión se considera el tiempo transcurrido entre el inicio de la condición anormal y el momento en el que el inversor deja de inyectar energía a la línea. El inversor se mantendrá conectado a la red para comprobar que se cumplen las condiciones para proceder a la reconexión.

Para los sistemas pequeños ( $\leq 10$  kW), los puntos de referencia anteriores no serán ajustables por el usuario. Sin embargo, para instalaciones medianas y grandes, los puntos de ajuste de tensión pueden ser ajustables en campo, previa aprobación por el operador eléctrico correspondiente.

#### Ventana operativa de frecuencia

Para sistemas de pequeños ( $\leq 10$  kW), el rango operativo de frecuencia será fijo entre 59.3 y 60.5 Hz. Cuando la frecuencia de la red está fuera de dicho rango el inversor debe dejar de inyectar en la línea dentro de un intervalo de seis ciclos. Para sistemas intermedios y grandes, la recomendación considera que las compañías eléctricas podrán exigir que los inversores dispongan de la capacidad de ajustar el rango de frecuencia de funcionamiento en circunstancias especiales.

Al igual que en el caso del rango operativo de tensión, los tiempos de desconexión están seleccionados para no considerar las perturbaciones a corto plazo y así evitar molestias por excesivas desconexiones. En Tabla 2.12 se describen estos requisitos.

**Tabla 2.12. Respuesta a frecuencias anormales según la norma IEEE 929.**

Frecuencia en punto PCC (Hz) <sup>(*)</sup>	Tiempo máximo de desconexión
> 60.5	6 ciclos (0.1 s)
< 59.3	6 ciclos (0.1 s)

<sup>(\*)</sup>Los sistemas  $\leq 10$  KW tendrán como rango operativo de frecuencia los límites descritos en la tabla. Para sistemas  $> 10$  KW el rango de frecuencias podrá ser ajustable en circunstancias especiales.

### Islanding: Las normas IEEE 929-2000 y UL 1741

La norma IEEE 929-2000 ha sido una de las primeras en tratar el problema del islanding con una cierta profundidad. Esto ha provocado que la mayoría de las normas posteriores se inspiren en ella, en mayor o menor medida. Según este estándar se define un inversor anti-islanding, o sin islanding, para dos situaciones:

1) Un inversor que ponga fin al suministro de energía en la red en 10 ciclos o menos, cuando esté sometido a una carga aislada típica, en la que tenga lugar cualquiera de las siguientes afirmaciones:

- a) Que haya menos de un 50 % de coincidencia entre la carga de potencia real y la salida del inversor (es decir, que la potencia activa en la carga sea inferior al 50 % o superior al 150 % de la potencia de salida del inversor).
- b) Que el factor de potencia de la carga aislada sea inferior al 95% (en adelanto o retraso)<sup>7</sup>.

2) Si la coincidencia entre la generación real de potencia y la carga está dentro del 50% y el factor de potencia de la carga aislada es superior a 95%, entonces un inversor anti-islanding dejará la línea sin energía en menos de 2 segundos cuando la carga aislada tenga un factor de calidad de 2,5 o menos.

La situación (1) es para una "isla típica", en la que la carga y la generación no son muy similares, siendo necesario desconectar el inversor en 10 ciclos o menos. En la situación (2) se trata de una isla en la que la carga y la generación son de naturaleza muy similares, y aquí se permiten, como máximo, dos segundos para que el inversor detecte el islanding y se desconecte.

La desconexión asociada con el caso (2), en menos de 2 segundos, es más rápida de lo necesario para no interferir con el *reclosing*<sup>8</sup> a alta velocidad, ya que esto puede ocasionar problemas de funcionamiento, sin embargo no se considera un problema debido a la baja probabilidad de ocurrencia [95], [103]. Por eso es importante para la desconexión de 2 segundos, de cara a la operatividad del sistema, que la situación sea aquella en que la potencia de la carga, tanto activa como reactiva, coincida con la potencia generada.

<sup>7</sup> En términos generales, si la relación entre la potencia real de la carga aislada (bajo islanding) y la potencia real de la salida del inversor fotovoltaico es inferior al 0.5 o superior a 1.5, o si la carga aislada tiene un factor de potencia de menos del 95 %, en adelanto o retraso, entonces la mayoría de inversores no mantendrán ni el voltaje ni la frecuencia dentro de la ventana normal de funcionamiento, y el inversor se desconectará rápidamente de la línea.

<sup>8</sup> Una técnica que utilizan la mayoría de las compañías eléctricas para limitar el tiempo de interrupción como consecuencia de un fallo transitorio, se conoce como *reclosing*. Está basada en la apertura y desactivación de la línea durante un breve intervalo, estimado para recuperarse del fallo, y a continuación volverla a cerrar.

La norma IEEE 929-2000 hace referencia al tipo de pruebas a las que hay que someter a los inversores para que se consideren con característica “no islanding”. En este sentido especifica protocolos de pruebas para el caso de funcionamiento con un único inversor conectado y con varios inversores conectados al mismo punto PCC. Sin embargo, esta norma no especifica directamente ningún límite temporal para la desactivación del inversor frente a situación de islanding. Sí lo hace indirectamente haciendo referencia a la norma UL 1741, donde se indica que los inversores deben ser capaces de detectar un escenario de isla y detener la inyección de energía a la red dentro de un intervalo de 2 segundos.

La norma UL 1741 se desarrolla en 1999 por *Underwriters Laboratories Inc.* para aplicarse en inversores estáticos y controladores de carga para uso en sistemas de energía fotovoltaica [15]. En 2001 se revisa [16] para incluir las actualizaciones de la normativa IEEE 929, respecto de las recomendaciones prácticas para interconectar sistemas fotovoltaicos al sistema eléctrico. De hecho, el estándar UL 1741 incluye todas las recomendaciones del IEEE 929-2000 en materia de pruebas anti-islanding, de modo que cumpliendo con los requisitos del UL 1741 se garantiza que también se cumplen los del IEEE 929-2000 [124]. Por tanto, la respuesta temporal de la protección anti-islanding, según UL 1741, será la misma que en el caso de IEEE 929-2000. Este estándar es de aplicación en EE.UU. y algunas zonas de su entorno comercial, como Australia o Japón.

### **Respuesta a la recuperación de la red**

Una vez que el inversor ha detectado valores de tensión y frecuencia fuera del rango operativo, éste dejará de inyectar energía a la red; sin embargo continuará monitorizándola y se mantendrá desactivado de la misma hasta que se mantengan los valores operativos al menos durante 5 minutos, permitiendo a continuación la reconexión al sistema eléctrico.

### **Inyección de corriente continua**

El sistema fotovoltaico no inyectará corriente continua  $> 0.5 \%$  de la corriente de salida nominal del inversor hacia la red eléctrica bajo ninguna condición.

## **2.5.6. IEC 62116: Una norma específica anti-islanding**

La norma IEC 62116 [17], titulada *Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters*, data del año 2008 y aborda expresamente, como indica su título, los procedimientos de pruebas para sistemas de prevención del islanding. Todo apunta a que será el estándar europeo para estos sistemas anti-islanding. De hecho, en el caso español, el Estado está preparando una Orden Ministerial [125], [126], en la que se aborda el islanding, tomando como referencia la norma IEC 62116.

Esta norma establece un procedimiento de prueba consensuado para evaluar la eficacia de las mediciones en los sistemas de prevención del islanding, usados por los sistemas fotovoltaicos para su conexión con la red eléctrica pública. El documento, aunque va dirigido a inversores fotovoltaicos, plantea la posibilidad de aplicarlo, con algunas modificaciones de la configuración y del procedimiento de la norma, para evaluar inversores utilizados con otras fuentes de generación. También puede aplicarse para evaluar, por separado, los sistemas anti-islanding destinados a ser utilizados con un conjunto de inversores fotovoltaicos o de otra fuente de generación, o como refuerzo complementario a la función anti-islanding de las fuentes conectadas en grupo.

Esta norma describe un protocolo de pruebas para verificar el comportamiento de los sistemas de prevención del islanding. El procedimiento de ensayo y criterios descritos son los requisitos mínimos que permiten la repetibilidad. Así pues, aquellos inversores o cualquier dispositivo que cumpla los requisitos de esta norma, serán considerados por este estándar como dispositivos “sin islanding” (“non-islanding”). Lo que significa que, en “condiciones razonables”, el dispositivo detecta las condiciones de islanding y deja de inyectar energía a la red pública.

Un equipo se considera que cumple con los criterios de protección anti-islanding de la norma IEC 62116 cuando, en todos los casos del protocolo de prueba, desde que se detecta la isla hasta que se detiene la inyección de energía a la red, el tiempo es inferior a 2 s. En el caso de que existiera normativa local con tiempos más restrictivos, se debería de cumplir los requisitos locales.

## **2.5.7. Marco normativo actual en España**

### **2.5.7.1. El contexto español**

En España actualmente se está promoviendo intensivamente el uso de energías renovables, fundamentalmente instalaciones fotovoltaicas y eólicas. De hecho la generación eólica está ocupando un lugar predominante en términos de energía producida. Sin embargo, el escenario español es singular, respecto a otros países como Dinamarca, Holanda, Alemania o Austria. En estos países la penetración de renovables dentro del área de distribución eléctrica es significativa, y es frecuente que sea el propio usuario, de forma particular o asociada, el que promueva este tipo de instalaciones.

En el caso de España, el grueso de la generación de energías renovables está orientado a dar respaldo a los flujos de demanda de los operadores. Además, la mayor parte de la producción eléctrica española basada en energías renovables no es promovida por el usuario, ni es una generación integrada dentro del área de distribución, por tanto no se podría considerar generación distribuida en sentido estricto. Así pues, en España se da la paradoja de disponer de una baja penetración de generación distribuida renovable, a pesar de tener un porcentaje significativo de potencia correspondiente a renovables dentro del cómputo energético global.

### **2.5.7.2. Evolución normativa**

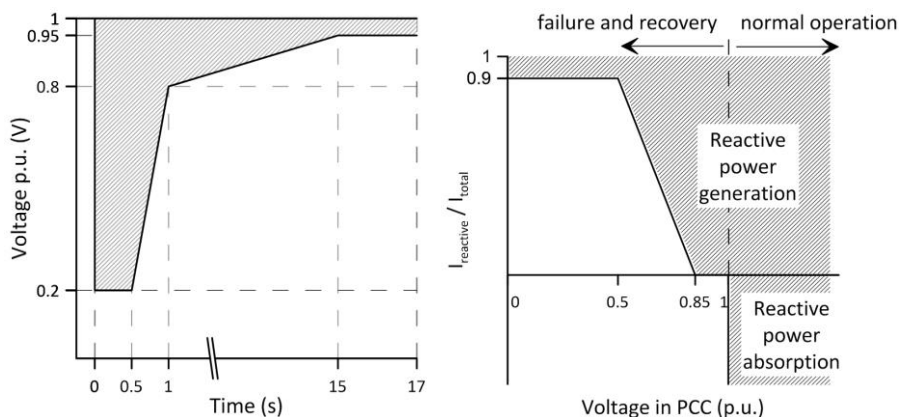
Evidentemente esta singularidad, en la que hay una baja relación entre energías renovables y generación distribuida, ha condicionado las necesidades normativas nacionales. En España el contexto regulatorio está fuertemente influenciado por las necesidades de las compañías distribuidoras y por el operador del sistema eléctrico español (*Red Eléctrica Española, REE*), buscando la estabilidad y gestionabilidad del sistema. En los últimos años el Estado ha generado diversa reglamentación en este sentido, diferenciando la “*Generación de Régimen Especial*”, donde se incluye el ámbito de las energías renovables, y la generación de “*Régimen Ordinario*” que hace referencia a los sistemas tradicionales.

El actual marco regulatorio tiene su origen en la Ley 57/1997 [127], llamada del “*Sector Eléctrico*”, con el objetivo básico de establecer una regulación del sector, y en Real Decreto 1955/2000 [128], que tiene como objetivo desarrollar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector eléctrico. En el año



2004 se lleva a cabo una regulación de la generación de régimen especial con el Real Decreto 436/2004 [129], centrándose fundamentalmente en las energías renovables. En este momento se definen los requerimientos que debe cumplir la generación eólica ante huecos de tensión para asegurar la estabilidad del sistema de suministro eléctrico, y se delega en el operador nacional del sistema (REE) la elaboración de un procedimiento de operación, con unos requisitos mínimos de cumplimiento, en todo lo relacionado con las protecciones de las distintas tecnologías de generación frente a perturbaciones y situaciones anormales. De esta forma, la gestión de la red eléctrica española está delegada en el operador del sistema (REE).

En el año 2006 se publica una resolución en BOE, donde se hace referencia al *Procedimiento de Operación 12.3* [130], denominado "*Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*". En este documento se hace referencia a curvas RMS de tensión-tiempo, que caracterizan la magnitud y la duración máxima de huecos de tensión que se deben soportar las instalaciones de generación eólica sin desconexión de la red (Figura 2.12). Posteriormente, en noviembre de 2010, se publica el Real Decreto 1565/2010 [131], que hace extensivo a la generación fotovoltaica los requisitos de continuidad en la conexión ante huecos de tensión.



(a) Curva tiempo-tensión que define el comportamiento del inversor en una falta

(b) Inyección o absorción de potencia reactiva dependiendo de la tensión en PCC

**Figura 2.12. Comportamiento de los inversores en punto PCC de acuerdo con el P.O. 12.3**

De la evolución de este contexto normativo se deduce una marcada orientación hacia la generación renovable de media o gran potencia que sirve de soporte al sistema eléctrico, dejando poco desarrollado un marco regulatorio para la generación renovable de baja potencia. Este tipo de generación es más propia del usuario doméstico o industrial, y sí tiende a estar integrada en el área de distribución de los clientes del sistema eléctrico, por lo que sí es más acorde con el concepto de generación distribuida. Los escenarios de generación distribuida tienen su complejidad específica, que radica fundamentalmente en el intercambio bidireccional de flujos de potencia. Hay un enfoque particular de esta generación a la hora de afrontar situaciones anormales del sistema eléctrico, como faltas, perturbaciones, islanding, etc., que exige que los convertidores electrónicos que controlan la conexión con el resto de la red, dispongan de cierta inteligencia para la gestión de los diversos eventos que puedan surgir.

Hasta ahora la legislación española ha presentado un gran vacío respecto a cómo los inversores en generación distribuida se comportan frente a situaciones de islanding, es decir, cuándo deben o no mantener la tensión en las líneas aisladas de la red, y cómo verificar que estos inversores cumplen realmente este requisito, lo que nos introduciría de lleno en las técnicas anti-islanding. Tampoco hasta ahora se ha hecho referencia expresa a ningún tipo de prueba ni recomendación anti-islanding, que tengan que superar los inversores para comercializarse. Es de esperar que la nueva Orden Ministerial, en la que por fin se aborda el islanding en las especificaciones de los inversores tomando como referencia la norma IEC 62116, aclare estas cuestiones.

En la actualidad se está elaborando la norma IEC 62786, denominada “*Demand Side Energy Resources Interconnection with the Grid*”, cuyo contenido parece que trata de armonizar normativas de diferentes países. Puede ser un buen candidato normativo en el que basarse para establecer un marco regulatorio español para la generación distribuida, más armonizado con el entorno europeo. Esta norma establecerá principios y requisitos técnicos para los recursos energéticos interconectados a la red de distribución. Se habla expresamente de generación conectada a la red de distribución de media o baja tensión en las proximidades de la demanda. Además, no sólo trata acerca de la generación distribuida sino también del almacenamiento de energía.

#### **2.5.8. Tabla resumen normativa**

En la Tabla 2.13 de la página siguiente, se puede ver un resumen que compendia las diferentes normativas, relacionadas con PQ y tiempos de respuesta por exceder rangos operativos, que hemos tratado en esta revisión.

Tabla 2.13. Rangos de parámetros eléctricos para el control de la interfaz con la red, según diferentes normativas

Scope of standard	IEEE 929		IEEE 1547		IEC 61727		VDE 0126-1-1		
	≤10 kW >10 kW 60 Hz	Voltage range (% V <sub>NOMINAL</sub> )	≤10 MVA 60 Hz	Voltage range (% V <sub>NOMINAL</sub> )	≤10 kVA	Voltage range (% V <sub>NOMINAL</sub> )	Automatic disconnection devices		
Voltage variations	Disconnection time (s)	6 cycles (0.10 s) 120 cycles (2.00 s) Continuous operation	Clearing time (s) <sup>(a)</sup>	V < 45 45 ≤ V < 60 60 ≤ V < 68 110 < V < 120 V ≥ 120	Voltage range (% V <sub>NOMINAL</sub> )	V < 50 50 ≤ V < 85 85 ≤ V ≤ 110 110 < V < 135 V ≥ 135	Disconnection time (s)	Voltage range (% V <sub>NOMINAL</sub> ) V ≤ 80 V ≥ 115	
	Frequency variations	Disconnection time (s)	Frequency (Hz)	Frequency (Hz)	Frequency range (Hz)	Frequency range (Hz)	Disconnection time (s)	Frequency range (Hz)	
Flicker	>60.5 <59.3	6 cycles (0.10 s) 6 cycles (0.10 s)	57 59.5 60.5 62	55-60 2 60-64 60-64	> f <sub>NOMINAL</sub> +1 < f <sub>NOMINAL</sub> +1	> 50.2 < 47.5	0.10 2.00 2.00 0.05	0.20 0.20	
	DC current injection	IEEE 519-1992 I <sub>dc</sub> ≤ 0.5 [%] of the rated RMS current	The DR shall not create objectionable flicker I <sub>dc</sub> ≤ 0.5 [%] of the rated RMS current		IEC 61000-3-3 para sistemas < 16 A IEC 61000-3-5 para sistemas ≥ 16 A I <sub>dc</sub> < 1.0 [%] of the rated RMS current	IEC 61000-3-3 para sistemas < 16 A IEC 61000-3-5 para sistemas ≥ 16 A I <sub>dc</sub> < 1.0 A disconn. time ≤ 0.20 s	--	--	
Current harmonics	harmonic order (odd) <sup>(a)</sup>	11 ≤ h ≤ 15 17 ≤ h ≤ 21 23 ≤ h ≤ 33 33 < h	harmonic order (odd) <sup>(a)</sup>	h < 11 11 ≤ h < 17 17 ≤ h < 23 23 ≤ h < 35 35 ≤ h	harmonic order (odd)	3 ≤ h ≤ 9 11 ≤ h ≤ 15 17 ≤ h ≤ 21 23 ≤ h ≤ 33	harmonic order (odd)	3 ≤ h ≤ 9 11 ≤ h ≤ 15 17 ≤ h ≤ 21 23 ≤ h ≤ 33	
	Distortion limit (%) <sup>(a)</sup>	< 4.0 < 1.5 < 0.6 < 0.3 < 5.0	< 4.0 < 2.0 < 1.5 < 0.6 < 0.3 < 5.0	harmonic order (even) <sup>(a)</sup>	2 ≤ h ≤ 8 10 ≤ h ≤ 32	Distortion limit (%) <sup>(a)</sup>	< 4.0 < 2.0 < 1.5 < 0.6 < 1.0 < 0.5 < 5.0	Total Harmonic Distortion THD (%)	< 5.0
Power factor	> 0.85 (with > 10 % P <sub>NOMINAL</sub> )	No DR reconection shall take place until the Area EPS voltage is within Range B or ANSI C84.1-1995, Table 1 AND frequency range of 59.3 Hz to 60.5 Hz AND delay ≤ 5 min. (or fixed delay of 5 min.)		Voltage and frequency within the specified ranges AND 20 s ≤ Delay ≤ 5 min.		Voltage and frequency within the specified ranges AND Delay ≥ 30 s (Frequency) Delay ≥ 5 s (Voltage) (short interruption <sup>(a)</sup> )		Voltage and frequency within the specified ranges AND Delay ≥ 30 s (Frequency) Delay ≥ 5 s (Voltage) (short interruption <sup>(a)</sup> )	
	Response to utility recovery	Voltage and frequency within the specified ranges AND Delay ≥ 5 min.		Voltage and frequency within the specified ranges AND 20 s ≤ Delay ≤ 5 min.		Voltage and frequency within the specified ranges AND Delay ≥ 30 s (Frequency) Delay ≥ 5 s (Voltage) (short interruption <sup>(a)</sup> )		Voltage and frequency within the specified ranges AND Delay ≥ 30 s (Frequency) Delay ≥ 5 s (Voltage) (short interruption <sup>(a)</sup> )	
Notes	<sup>(a)</sup> For intermediate and large systems, utilities may require the ability to adjust the operating frequency range for special circumstances. <sup>(a)</sup> Even harmonics in these ranges shall be <25% of the odd harmonic limits listed.		<sup>(a)</sup> DR ≤ 30 kW, maximum clearing times; DR > 30kW, default clearing times. <sup>(a)</sup> Even harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.		<sup>(a)</sup> Even harmonics in these ranges shall be less than 25 % of the lower odd harmonic limits listed.		<sup>(a)</sup> A short interruption is characterized by the upper and lower limits of the grid frequency and/or voltage being exceeded for a maximum period of 3 s.		

# 3 Materiales y Métodos

Para abordar el estudio de los sistemas que van a estar relacionados con el control de la interfaz de interconexión eléctrica en el capítulo se trata en detalle los requerimientos temporales para su correcto funcionamiento. Se estudia a continuación la relación entre las diversas funciones que debe tener un IED y los recursos de procesamiento que son necesarios para ello.

De cara al desarrollo de un prototipo, se analizan los requisitos necesarios para la elección de una plataforma hardware. Una vez escogida una plataforma acorde con estas necesidades, se propone una arquitectura para el sistema. Finaliza el capítulo con una descripción de los subsistemas y funciones implementados en el prototipo.

## **3.1. Requerimientos temporales en el sistema**

### **3.1.1. Requisitos temporales según la norma IEC 61000-4-30**

Si queremos diseñar un IED de calidad para el control de la interfaz eléctrica, tenemos que asegurarnos de que la monitorización de parámetros funciona con la máxima exigencia respecto a los requisitos de la normativa internacional. La norma IEC 61000-4-30 [58] define la metodología de medida de los parámetros de calidad de suministro en los sistemas eléctricos de 50 y 60 Hz, e interpreta los valores resultantes. Este estándar describe los métodos de medida para cada tipo de parámetro en el emplazamiento de red, de forma que siguiendo sus directrices puedan obtenerse resultados fiables, reproducibles y comparables, con independencia del instrumento utilizado y de sus condiciones de entorno. Así mismo, es importante destacar que la norma IEC 61000-4-30 define funcionalmente los métodos de medida, pero no especifica cómo han de llevarse a cabo, dejando por tanto abierta la implementación de dichos métodos. Tampoco define los rangos de valores entre los que se debe realizar la medición de parámetros, por lo que estos deberán elegirse apoyándose en normativa específica, especialmente en el caso de aplicaciones de seguridad y protección. Por consiguiente, para el diseño del IED de este trabajo, en lo que respecta a los intervalos temporales para la medición de los parámetros eléctricos, se han seguido como referencia las directrices de la norma IEC 61000-4-30.

Para cada parámetro medido, el estándar IEC 61000-4-30 contempla dos clases de métodos de medida: Métodos de clase A y de clase S. Los métodos de clase A se utilizan

cuando son necesarias medidas precisas en equipamiento e instrumentación de alta calidad, como es el caso del equipo IED que presentamos en este trabajo. Los requisitos de clase A implican que las medidas de un parámetro efectuadas con dos instrumentos diferentes, cuando se miden las mismas señales, producirán resultados concordantes dentro del margen de incertidumbre especificado. Estos requerimientos de clase A impondrán a nuestro diseño características exigentes de ancho de banda y frecuencia de muestreo, adecuadas para asegurar medidas de cada parámetro con la incertidumbre especificada en la norma. Los métodos de clase S son más relajados; estos pueden utilizarse para aplicaciones donde no es necesaria una gran precisión, como estudios estadísticos e investigación de anomalías. En este caso, la norma deja a criterio del diseñador la elección del método de medida en función de la aplicación específica.

Como vimos con más profundidad en el apartado de normativa, se plantean cuatro intervalos o ventanas temporales de observación para los métodos de clase A:

- *Intervalo temporal básico de medida de 10 ciclos para redes de 50 Hz o 12 ciclos para 60 Hz (200 ms).*
- *Intervalo de 150 ciclos para sistemas de 50 Hz o 180 ciclos para 60 Hz (3 segundos).*
- *Intervalo de 10 minutos.*
- *Intervalo de 2 horas.* Formado por agregación de 12 intervalos de 10 minutos.

Respecto a las agregaciones temporales de intervalos, según se define en IEC 61000-4-30, consiste en la combinación secuencial de varios valores de un parámetro dado, que proporciona un valor promedio en un intervalo de tiempo más largo. Recordamos que el intervalo básico de observación es de 10/12 ciclos (200 ms), tomando como parámetro el valor eficaz de la tensión. En base a este intervalo se construyen las demás agregaciones.

Por otro lado, para medir fenómenos eléctricos de naturaleza transitoria, éstos deben ser observados a nivel de ciclo. La norma IEC 61000-4-30 utiliza para ello el cálculo de la tensión eficaz refrescada cada semiperiodo,  $U_{g(1/2)}$ .

Tenemos por tanto los siguientes intervalos y agregaciones:

- *Intervalo a nivel de ciclo, como agregación de dos semiperiodos,  $U_{g(1/2)}$ :  $1/2 + 1/2$  ciclo, (10 + 10 ms)*
- *Intervalo básico de observación: 10/12 ciclos (200 ms).*
- *Agregación de 3 segundos.* 150/180 ciclos (equivalentes a 3 segundos) deben agregarse a partir de quince intervalos de 10/12 periodos (200 ms).
- *Agregación de 10 minutos.* Los valores del intervalo de 10 minutos se agregan a partir de 200 intervalos de 150/180 ciclos (3 s).
- *Agregación de 2 horas.* Los valores del intervalo de 2 horas se agregan a partir de doce intervalos de 10 minutos.

Respecto al marcado temporal, se especifica que se marcarán todos los parámetros calculados a nivel de ciclo, como son: huecos de tensión, sobretensiones temporales e interrupciones. Además, si un valor es marcado y registrado durante un determinado intervalo de tiempo, los valores agregados que lo incluyen deben marcarse y registrarse también.

A continuación, en la Tabla 3.1 y en la Tabla 3.2, se reflejan estos requerimientos temporales:

**Tabla 3.1. Resumen intervalos temporales de medida en IEC 61000-4-30**

IEC 61000-4-30		
Magnitude	Averaging time	Parameter
Frequency	10 s	--
Voltage (RMS)	200 ms	$V_{RMS(200ms)}$
Flicker	10 min.	Short-term (Pst)
	2 h.	Long-term (Plt)
Voltage sags (dips)	1 cycle	$U_{ef(1/2)}$
Overvoltages	1 cycle	$U_{ef(1/2)}$
Transients	undefined intervals	
Imbalance	200 ms	$V_{RMS(200ms)}$
Voltage harmonics	200 ms	$C_{ng}$
Voltage interharmonics	200 ms	$C_{n-200ms}$
Transmission of signals	10/12 cycles (200 ms) <sup>(*)</sup>	--
Fast voltage changes	undefined intervals	
High and low values of voltage	200 ms	$V_{RMS(200ms)}$

<sup>(\*)</sup> In this parameter does not apply the aggregation algorithm of the Standard.

**Tabla 3.2. Resumen algoritmos de agregación en IEC 61000-4-30**

Measurement intervals (Class Method A)	Aggregation algorithm IEC 61000-4-30
1 cycle (refreshed every 1/2 cycle)	$U_{ef(1/2)} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_T u^2(t) dt}$
10/12 cycles (50/60 Hz) (200 ms)	$U_{RMS(200ms)} = \sqrt{\frac{1}{200ms} \int_{200ms} u^2(t) dt}$
150/180 cycles (50/60 Hz) (3 s)	$U_{RMS(3s)} = \sqrt{\frac{1}{15} \sum_{i=1}^{15} U_{RMS(200ms)}^2}$
10 min. (200 x 3 s)	$U_{RMS(10min)} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} U_{RMS(3s)}^2}$

### 3.1.2. Requisitos temporales para protecciones según normativa

Para atender la funcionalidad de protección, el IED debe tener en cuenta los tiempos de respuesta para la desconexión del equipamiento del sistema cuando se sobrepasan los intervalos de operación de determinados parámetros eléctricos. Estas desconexiones representan acciones de protección para las personas y los equipos. Para ello se deben tener en cuenta los principales estándares, y a continuación exponemos brevemente las características temporales más significativas éstos. También trataremos la forma de reconexión con la red, después de que se haya provocado una desconexión de los

equipos por un funcionamiento fuera del rango de valores operativos. Las tablas y gráficos mostrados en este apartado se basan en los estándares IEC 61727 [132], IEC 62116 [98], VDE 0126-1-1 [19], IEEE 1547 [97] e IEEE 929 [14].

### 3.1.2.1. Ventanas operativas de tensión

Como se puede apreciar en la Figura 3.1, las normas IEC 61727 e IEEE 929 son muy similares respecto a rangos operativos y tiempos de desconexión. En estos estándares, cuando se está fuera del intervalo normal de funcionamiento es necesario activar la acción de protección en  $< 2$  s. Los siguientes puntos de ruptura están a una relativa gran distancia en porcentaje de la tensión nominal de trabajo, por lo que requerirán tiempos de corte bajos ( $\leq 0.10$  s).

En IEEE 1547 se intenta no llegar a porcentajes tan altos de la tensión nominal, buscando una solución de compromiso para las sobretensiones, de forma que se puedan aumentar algo los tiempos de disparo.

Por último, la norma VDE 0126-1-1 pretende aportar una solución de mayor simplicidad en el control del dispositivo, con dos únicos puntos de ruptura, para las sobretensiones y subtensiones respectivamente.

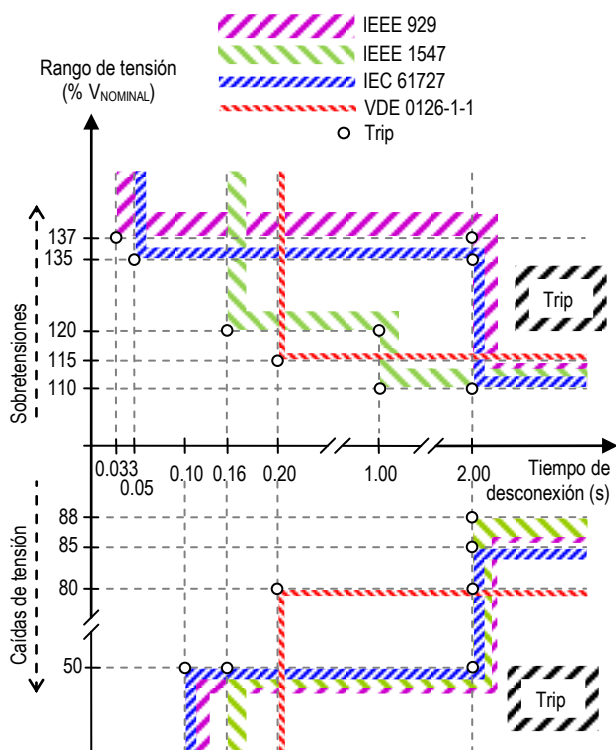


Figura 3.1. Comparación entre estándares para la respuesta de tensión fuera de rango

### 3.1.2.2. Ventanas operativas de frecuencia

Respecto a las variaciones de frecuencia, la ventana de operación y los tiempos de desconexión, varían dependiendo de la normativa, como se refleja en la Tabla 3.3. Tanto IEEE 929 como IEEE 1547 son normas americanas que operan a la frecuencia nominal de 60 Hz y sus rangos operativos son idénticos, si bien IEEE 1547 relaja levemente los tiempos de desconexión. La norma IEC 61727 se basa en un valor genérico de frecuencia nominal y plantea un intervalo operativo de  $\pm 1$  Hz respecto a ésta. El estándar VDE 0126-1-1 se aplica a sistemas de 50 Hz y, de entre las normas estudiadas, es la más restrictiva respecto al intervalo de frecuencia de operación. Tanto IEC 61727 como VDE 0126-1-1, presentan tiempos de desconexión ( $< 0.20$  s) mayores que las normas de IEEE.

**Tabla 3.3. Respuestas de diferentes normativas ante variaciones anormales de frecuencia**

	Frequency range (Hz)	Trip time (s)
<b>IEEE 929</b> (*)	$> 60.5$	0.12 (6 cycles)
	$< 59.3$	0.12 (6 cycles)
DG size $\leq 30$ kW	$> 60.5$	0.16
	$< 59.3$	0.16
<b>IEEE 1547</b>	$> 60.5$	0.16
	$< (59.8 - 57.0)$ (adjustable set point)	Adjustable 0.16 to 300
	$< 57.0$	0.16
<b>IEC 61727</b>	$> f_{\text{NOMINAL}}+1$	0.20
	$< f_{\text{NOMINAL}}+1$	0.20
<b>VDE 0126-1-1</b>	$> 50.2$	0.20
	$< 47.5$	0.20

(\*) Clearing times estimated for 50 Hz. In parentheses the original specification of the standard given in cycles for 60 Hz.

### 3.1.2.3. Respuesta frente al islanding

Como ya vimos, el islanding es una situación que se origina cuando la red principal se queda sin energía pero la generación distribuida sigue poniendo energía en las líneas de forma no intencionada. Este escenario, si no es controlado, es potencialmente peligroso desde el punto de vista de la seguridad de las personas y de los equipos, por ello los sistemas de DG deben poder detectarlo y activar los sistemas de protección en un tiempo determinado para tomar las medidas oportunas, que tradicionalmente implicaban desactivar la generación distribuida de la red [99], [105].

Podemos ver en la Tabla 3.4 que hay un consenso general en la normativa de asignar un tiempo de respuesta menor de 2 s para desconectar el equipamiento ante una situación de isla. La norma VDE 0126-1-1 sin embargo relaja los tiempos de desconexión a menos de 5 s, pero considera también situaciones de operación con múltiples equipos conectados a un mismo punto PCC, en las que define un tiempo por debajo de 0.2 s para generar el comando que desconecte a todos los equipos. Esta



consideración es muy útil, por ejemplo cuando operan simultáneamente varios inversores muy próximos.

**Tabla 3.4. Respuesta frente al islanding en diferentes normativas**

<b>Anti-Islanding</b>		
<b>Condiciones de operación</b>	<b>Trip time (s)</b>	
<b>IEEE 929 y UL 174</b>	(Coincidencia carga- generación < 50 %) OR (Factor de potencia en carga < 95 %)	≤ 10 ciclos
	(Coincidencia carga- generación ≥ 50 %) OR (Factor de potencia en carga ≥ 95 %)	≤ 2 s
<b>IEEE 1547</b>	Cualquier condición de islanding	≤ 2 s
<b>IEC 62116</b>	Cualquier condición de islanding	≤ 2 s
<b>VDE 0126-1-1</b>	Operación con generador único	≤ 5 s
	Operación con múltiple generadores	≤ 5 s (Tiempo de comando ≤ 0.2 s)

### 3.1.2.4. Respuesta ante la recuperación de las condiciones de red

**Tabla 3.5. Respuesta en la recuperación de condiciones normales en red**

<b>Respuesta ante la recuperación de la red</b>	
<b>IEEE 929</b>	Tensión y frecuencia dentro de los rangos adecuados AND Retardo de 5 min.
<b>IEEE 1547</b>	No habrá reconexión de la generación hasta que la tensión esté dentro del rango B de ANSI C84.1-1995 AND Rango de frecuencia de 59.3 Hz a 60.5 Hz AND Retardo ≤ 5 min. (o retardo fijo de 5 min.)
<b>IEC 61727</b>	Tensión y frecuencia dentro de los rangos especificados AND Retardo de 20 s a 5 min.
<b>VDE 0126-1-1</b>	Tensión y frecuencia dentro de los rangos especificados AND Retardo de 30 s (≤ 5 s, para interrupciones rápidas <sup>(*)</sup> )

<sup>(\*)</sup> Una interrupción rápida se caracteriza por sus límites alto y bajo de frecuencia y/o que la tensión sobrepase su rango durante menos de 3 s

Una vez que han actuado las protecciones y desconectado el equipo de la red eléctrica, es importante definir el procedimiento de reconexión. Este procedimiento

plantea un retardo en la activación del equipo, de forma que se permita verificar una serie de parámetros básicos y de calidad antes de volver a conectarlo a la red. La Tabla 3.5 resume estas condiciones. Vemos que VDE 0126-1-1 es la norma que exige menor retardo, y además aporta la consideración de un retardo *breve* para interrupciones *rápidas*.

### 3.2. Multifuncionalidad y recursos de procesamiento

Una vez que se han definidos los requerimientos temporales, se tienen que planificar los recursos de procesamiento para que el sistema sea robusto y eficiente. En este sentido, el fuerte desarrollo de los procesadores digitales de señal (DSP) ha permitido dotar a los IED de la capacidad multifuncional necesaria. El procesador y/o DSP debe ser elegido con suficiente potencia ya que, además de encargarse de la obtención de los parámetros básicos necesarios, tendrá que implementar los algoritmos de detección de eventos y la obtención de parámetros secundarios derivados de los básicos. También será necesario un subsistema de clasificación y empaquetamiento de datos, fundamental a la hora de comunicar el IED con otras entidades y equipos del sistema eléctrico [8].

Todas estas necesidades en el diseño de un IED hacen que se requiera de una arquitectura flexible, donde todos los subsistemas puedan interactuar entre sí, y además se permita la comunicación del dispositivo con otras entidades externas. Esta necesidad a nivel de comunicaciones va a ser estratégica en la implantación del modelo Smart Grid. Un ejemplo de arquitectura abierta y flexible, capaz de integrar los diferentes bloques funcionales que componen el sistema, se describe en la Figura 3.2. En este esquema, para mayor simplicidad, se han unificado los buses de datos y de control en un bus único.

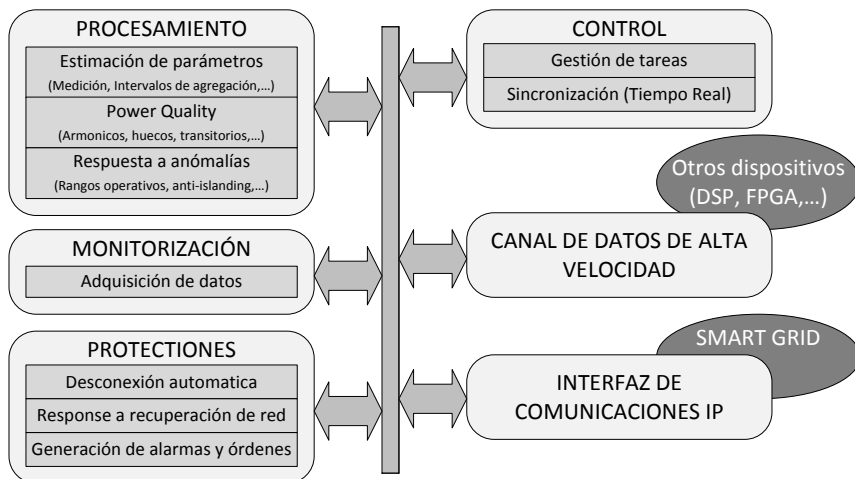


Figura 3.2. Integración de arquitectura multifuncional en un IED

Si se pretende diseñar un IED con un alto nivel de funcionalidad, puede llegar a ser necesario el empleo de varios dispositivos específicos de procesamiento en paralelo, que se repartan las tareas de los diferentes subsistemas de cara a evitar la aparición de *cuelllos de botella* [133]. En estos casos, para la comunicación entre los distintos dispositivos de procesamiento deben de utilizarse buses de alta velocidad, tales como SPI o PCI-Express.

En un primer enfoque se podría plantear la integración de dos o más DSP en un mismo IED, sin embargo este procedimiento puede ser complejo de implementar y además económicamente costoso. Una solución interesante y versátil consiste en integrar un procesador y una FPGA (*Field Programmable Gate Array*) en un mismo IED, con el objeto de distribuir las tareas que han de ejecutarse. Actualmente ya se pueden encontrar soluciones de compromiso basadas en FPGA, siendo cada vez más usual encontrar estos dispositivos integrados dentro de plataformas y sistemas embebidos junto a procesadores o a DSP. En este sentido, la estrategia para lograr una eficiencia óptima consiste en asignar a la FPGA aquellas tareas que dependen fuertemente de los recursos de hardware, tales como la adquisición de datos, sincronización, refresco, e incluso cierto grado de preprocesamiento, y por otro lado al DSP o al procesador aquellas tareas de fuerte carga computacional, como pueden ser el procesamiento de datos y los algoritmos de cálculo y decisión. La Figura 3.3 describe una estrategia de este tipo.

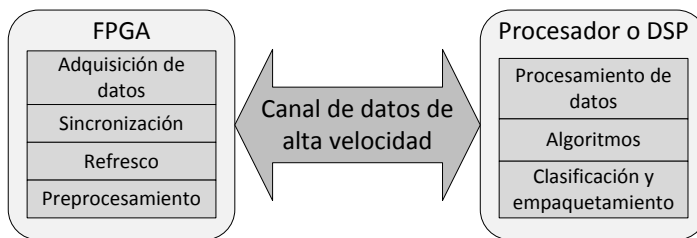


Figura 3.3. Estrategia para la distribución de tareas entre procesador/DSP y FPGA

### 3.3. Plataforma hardware

Para llevar a cabo el estudio amplio de toda la problemática que implica el diseño y desarrollo de un IED multifuncional, tanto a nivel de protecciones como a nivel de PQ, para trabajar en un contexto Smart Grid, era necesario y parte de este trabajo, desarrollar un prototipo. Esto requiere utilizar una plataforma hardware, lo suficientemente flexible y potente, para dar cabida a los requerimientos temporales y condicionantes que hemos ido exponiendo hasta ahora.

#### 3.3.1. Requisitos funcionales

Para la elección de la plataforma hardware donde implementar el IED se han de tener en cuenta las siguientes características:

- El sistema debe disponer de una amplia capacidad de procesamiento *multifuncional*, que cuente con recursos de procesamiento en *paralelo*, ya que es lo más eficiente como se ha comentado en el apartado 3.2. Además debe poseer una arquitectura hardware que permita la coexistencia en paralelo de múltiples tareas.
- La plataforma debe disponer de un sistema de *sincronización de alta calidad*, con objeto de establecer referencias temporales fiables en los procesos y en los datos que concurren en los mismos.
- Debe garantizar los estrictos tiempos de respuesta que se requieren para situaciones donde deben actuar las protecciones o para detectar eventos. Para

ello debe contar con un *sistema operativo en tiempo real* (*Real Time Operating System*, RTOS), que sea capaz de gestionar diferentes *lazos críticos temporales*, así como la asignación de *diferentes prioridades* a dichos lazos.

- El sistema operativo de la plataforma debe permitir la creación y gestión de *variables* que pueden ser *compartidas en tiempo real* con otros sistemas remotos.
- Debe estar preparada para operar en entornos electromagnéticos adversos y cumplir los estándares internacionales de *compatibilidad electromagnética (EMC)*, de forma que pueda integrarse dentro de otro equipo sin interferir ni ser interferida.
- Es importante un *diseño modular* que permita una fácil reconfiguración ante diferentes ámbitos de operación.

### 3.3.2. Elección de la plataforma

Para cumplir con todos estos requisitos nos hemos decidido por utilizar la familia de plataformas hardware *CompacRIO (cRIO)* [134], del fabricante *National Instruments*. Estas plataformas son adecuadas, ya que reúnen los requisitos que se detallan a continuación.

- Consisten en un chasis reconfigurable que incluye un procesador de punto flotante *PowerPC*, junto a una *FPGA* programable por el usuario, por lo que está capacitada para el diseño multifuncional y el procesamiento en paralelo.
- Las plataformas cRIO se programan, de forma íntegra, con el software gráfico *LabVIEW* [135], que cuenta con numerosas librerías de comunicaciones, de sistemas de potencia y de calidad del sistema eléctrico, que incluyen a su vez un amplio abanico normativo internacional. Esto permite una programación de alto nivel, tanto a nivel de sistema como a nivel de algoritmo, que resulta ideal para las funcionalidades de un IED o sistema embebido.
- Posee además un sistema operativo *VxWorks* en tiempo real, determinístico y confiable, permitiendo la gestión de lazos temporales críticos, pudiendo asignarles diferentes prioridades. El sistema operativo gestiona la sincronización, de forma determinista<sup>9</sup>, de los lazos críticos, de las pilas y rutas de datos, y de las unidades de procesamiento.
- Utiliza también prioridades en los lazos críticos, lo cual permite garantizar la ejecución de las tareas más prioritarias en el caso de que los recursos de procesamiento se vean comprometidos.
- El sistema operativo y la programación en LabVIEW trabajan con un amplio abanico de variables, tanto locales como remotas, con capacidad de propagación del determinismo. A su vez las variables pueden ser compartidas, a nivel local o remoto; esta última opción posibilita la interacción de dos

---

<sup>9</sup> Esto significa que el sistema operativo garantiza un offset temporal por debajo de la incertidumbre temporal requerida. Además, el sistema se ajusta con el tiempo universal, consiguiendo una estimación precisa de los instantes de tiempo en que operan los lazos críticos, o realizar marcados temporales de los datos con una alta precisión.

sistemas a distancia, conectados por una red de datos<sup>10</sup>, actuando de forma sincronizada y determinista como uno solo.

- Disponen también de una amplia variedad de módulos de entrada/salida (E/S) intercambiables en caliente. Además muchos de estos módulos están orientado a aplicaciones de sistema eléctrico, lo que puede aportar ventajas de cara a ampliar la funcionalidad del IED. Todo esto es coherente con el diseño modular y flexible que perseguimos.
- Las plataformas cRIO poseen un chasis robusto, que protege al equipo frente a acciones mecánicas. Además su mecanizado permite la colocación en carril DIN y diversos soportes industriales.
- Sus dimensiones facilitan la integración en el equipamiento del sistema eléctrico.
- Por último, cumplen una amplia variedad de estándares internacionales de compatibilidad electromagnética (EMC) para uso en equipamiento eléctrico, medidas, control y laboratorio.

En la Figura 3.4 se muestra el contexto de aplicación para el prototipo de IED de esta plataforma cRIO.

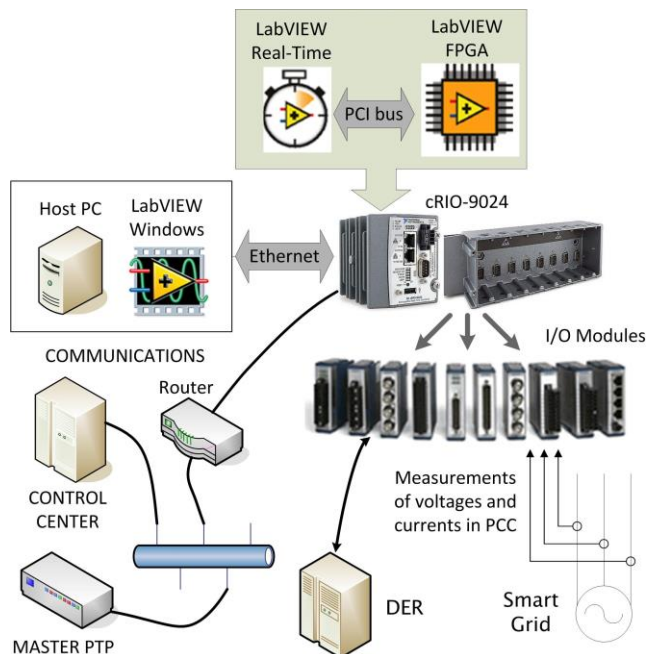


Figura 3.4. Contexto de aplicación de la plataforma cRIO para el prototipo

<sup>10</sup> Lo ideal en este caso es que la red de comunicaciones tuviera también determinismo temporal, esto es que su retardo máximo estuviera por debajo de la incertidumbre temporal requerida. Este tipo de redes son caras y aunque se empiezan a implantar a nivel LAN, todavía su uso a nivel WAN está en desarrollo. No obstante, esta forma de comunicación entre sistemas, por medio de cRIO y LabVIEW, es bastante eficiente utilizando las actuales redes IP, si se tiene la precaución de utilizar intercambios de datos en lazos que no sean de alta prioridad, ni con tiempos que se vean comprometidos por las latencias de la red.

En nuestro caso hemos utilizado una plataforma hardware cRIO-9024, que dispone de un procesador industrial en tiempo real de 800 MHz para aplicaciones en tiempo real deterministas y fiables, así como una FPGA Xilinx de alto rendimiento. Viene dotada de fábrica con 512 MB de RAM DDR2 y 4 GB de almacenamiento no volátil para programas y datos de registros, y dispone de dos puertos Ethernet y un puerto Hi-Speed USB. En la Figura 3.5 se puede apreciar el aspecto de esta plataforma.



Figura 3.5. Plataforma cRIO-9024 y chasis de expansión para módulos E/S

### 3.3.3. Adquisición de datos

En el prototipo IED, para la adquisición de los tres canales de tensión y cuatro de corriente, se han utilizado dos módulos de adquisición de datos (NI 9225 y NI 9227), con una capacidad de muestreo por módulo de hasta 50 KSps (kilo muestras por segundo). Estos módulos poseen una resolución de 24 bits y conversión Delta-Sigma con prefiltrado analógico. Para que el muestreo de todos los canales esté equilibrado, se ha tomado como velocidad nominal de muestreo 12,5 KSps.

En nuestro caso, estos módulos de adquisición se conectan, mediante un bus *SPI* (*Serial Peripheral Interface*), directamente a la FPGA que se encarga de la sincronización y la secuenciación de las muestras, logrando así una respuesta del sistema casi sin latencia (Figura 3.6). La comunicación entre la FPGA y el procesador PowerPC para aplicaciones en tiempo real deterministas se realiza mediante un bus PCI de alta velocidad.

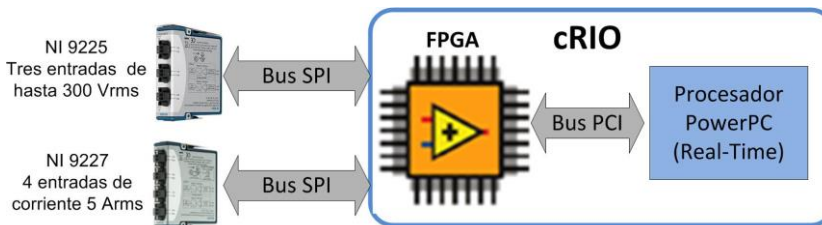


Figura 3.6. Conexión entre módulos de adquisición, FPGA y procesador

### 3.4. Arquitectura del sistema

#### 3.4.1. Consideraciones previas al diseño

Uno de los aspectos claves en el diseño de estos dispositivos es la adecuación de los tiempos de respuesta frente a diferentes eventos, marcados por las necesidades operativas y la normativa específica. El tiempo de respuesta total en cada caso vendrá dado por la suma del tiempo de captura de la señal, el tiempo de procesamiento para calcular el parámetro asociado al evento, el tiempo de transmisión de la orden o el dato, y por último, si fuera necesario, el tiempo de ejecución de la maniobra de protección como consecuencia de sobrepasar los intervalos de operación. De estos tiempos, el tiempo de transmisión lleva implícito el retardo del canal de comunicaciones y puede llegar a ser crítico, pero no depende de la arquitectura del IED propiamente dicha. De entre todos los tiempos que dependen de la arquitectura del IED, el más crítico suele ser el tiempo de procesamiento, por lo que tendremos que diseñar nuestro sistema asegurando el *peor caso* desde el punto de vista temporal. Este *peor caso* se hallará entre aquellos parámetros que requieran simultáneamente una carga computacional significativa y tiempos de respuesta rápidos. Por tanto, el hecho de que las consideraciones temporales influyan fuertemente el diseño de los IED destinados a controlar la interconexión eléctrica va a condicionar el diseño de su arquitectura funcional.

La necesidad de ajustarse a unos determinados intervalos temporales de medida para la monitorización de parámetros, va a condicionar el diseño de la arquitectura del sistema en función de la naturaleza *estacionaria* o *no estacionaria* de estos. Esto se reflejará en la forma de gestionar la sincronización de todos los lazos de control necesarios para los diferentes bloques funcionales del equipo. Además, si queremos que el equipo opere en *tiempo real* de forma eficiente, las estructuras utilizadas en la sincronización de datos entre diferentes subsistemas deberán estar dotadas de *determinismo temporal*.

#### 3.4.2. Planteamiento de la arquitectura funcional del sistema

Teniendo en cuenta lo anterior, desde el punto de vista de las medidas de parámetros, en el procedimiento de agregación de intervalos de la norma IEC 61000-4-30 se distinguen claramente los parámetros que se calculan a nivel de ciclo y los que lo hacen en 10/12 ciclos (200 ms). A estos intervalos para las mediciones habría que sumarle los tiempos de procesamiento, de detección y decisión para generar las señales o alarmas para las protecciones. Sin embargo, según se ha detallado en el apartado de requerimientos temporales, podemos comprobar que muchos de los tiempos definidos para activar las protecciones están por encima de 1 ciclo pero muy por debajo de 10 o 12 ciclos (por ejemplo, 50 ms para la ventana de tensión en la norma IEC 61727, o 160 ms para la ventana de frecuencia en la norma IEEE 1547). Esto podría dar lugar a plantear la utilización de las medidas de un ciclo para atender estos tiempos, pero dado que estas medidas tienen una componente aleatoria significativa, podríamos tener un aumento de *falsos positivos* en la detección de señales fuera de rango. La solución que hemos adoptado para el diseño de la arquitectura del IED es plantear un nuevo intervalo de medida de 2 ciclos, que hemos denominado *cuasi-estacionario*, de forma que sea suficientemente rápido para responder a las exigencias de la normativa, y a la vez aporte una cierta estacionariedad para filtrar los fenómenos muy rápidos que no son críticos.

Así pues, este planteamiento implica tres caminos de proceso a nivel de la arquitectura funcional del sistema:

- En un camino se realiza un procesado a *nivel de ciclo*, donde se calculan fundamentalmente parámetros relacionados con calidad de suministro, fundamentalmente eventos, y que poseen un fuerte carácter no estacionario (huecos de tensión, sobretensiones, interrupciones, etc.).
- Una segunda ruta donde se obtienen medidas agregadas en base a *dos ciclos*, cuyo objeto es dar respuesta rápida a las protecciones.
- Y por último, una vía de proceso por la que se obtienen los parámetros estacionarios propiamente dichos, promediados en *intervalos de 200 ms* (medidas de potencia y energía, componentes simétricas, medidas de desequilibrio entre fases, etc.).

La Figura 3.7 muestra de forma esquemática la arquitectura funcional del IED que hemos desarrollado, con las tres rutas de proceso comentadas. En primer lugar, se comienza con una etapa de adquisición, capturando los valores de tensión y corriente del sistema trifásico, en nuestro caso se han implementado 7 canales de datos (tres de tensión, tres de corriente, y uno de ellos para la corriente del neutro). Una vez que se disponen de los datos monitorizados, se procede al ajuste de intervalos de medida para la obtención de los parámetros de interés y las marcaciones temporales que sean necesarias, según lo explicado anteriormente en el documento.

Cada ruta de datos conectará determinadas funcionalidades, según las características temporales y la naturaleza de los parámetros a procesar. Por ejemplo, la detección de eventos se basa en las lecturas rápidas a nivel de ciclo y en procesamiento de estadísticos de orden superior (HOS). La ventana de dos ciclos se utiliza para las aplicaciones de protección, con un sistema de detección que supervisa los rangos operativos necesarios; estos intervalos de operación son totalmente reconfigurables para adaptarse a los cambios normativos. Por otro lado todos los parámetros estacionarios de calidad de suministro se asocian al enventanado de 10 ciclos, pudiendo obtenerse agregaciones de mayor duración según el parámetro y la necesidad.

Finalmente se procede a la clasificación y empaquetamiento de los datos, de forma que puedan ser comunicados a otros equipos o entidades de la red. La estructura de la trama de datos contempla campos para la clasificación, la marcación temporal y la prioridad.



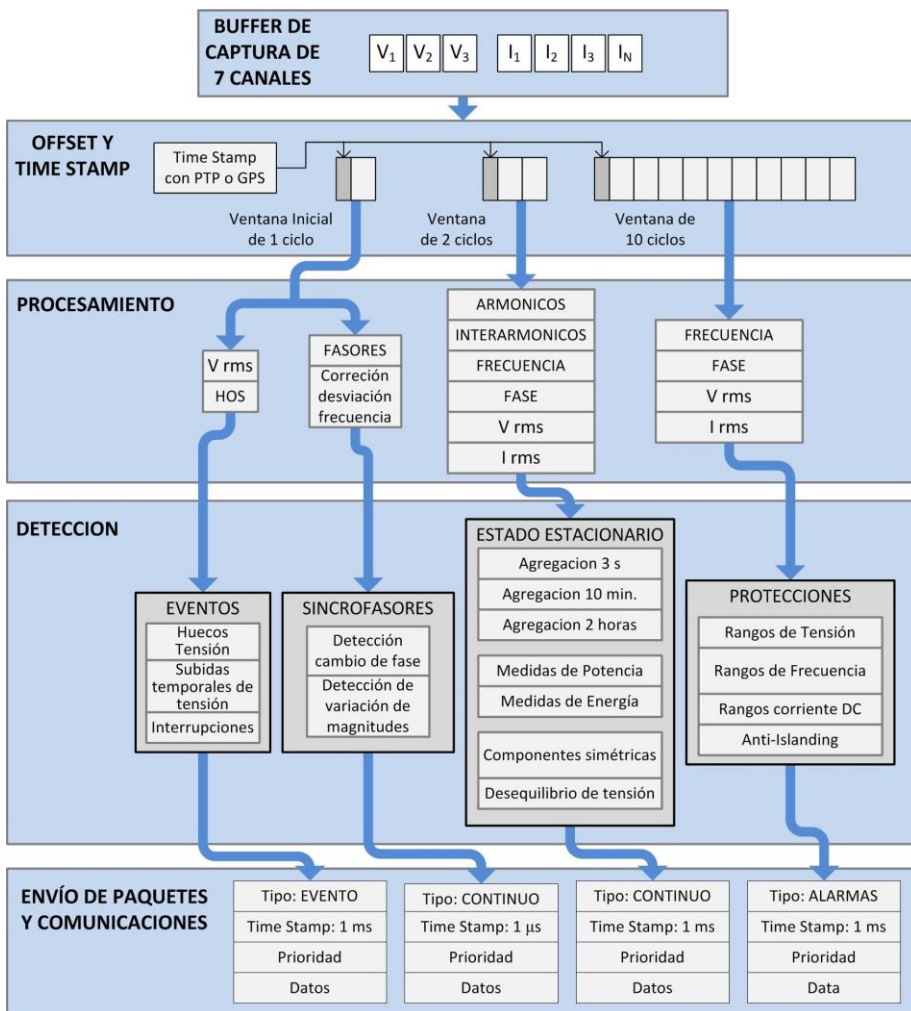


Figura 3.7. Arquitectura funcional del IED desarrollado

La arquitectura de procesamiento del sistema está basada en el empleo de un conjunto de lazos críticos deterministas que se ajustan a las necesidades temporales de las diversas funciones del IED. El traspaso de datos se realiza desde los lazos más rápidos hacia los más lentos, utilizando dos pilas FIFO gestionadas por el sistema operativo en tiempo real del sistema (VxWorks). Una de las pilas intercambia los datos procesados a 2 ciclos y la otra los de 10 ciclos. Los datos a nivel de ciclo se procesan directamente en un lazo de medio ciclo con el fin de evitar retardos y pérdidas de información. Esta estructura se puede apreciar en el diagrama de bloques del IED de la Figura 3.8.

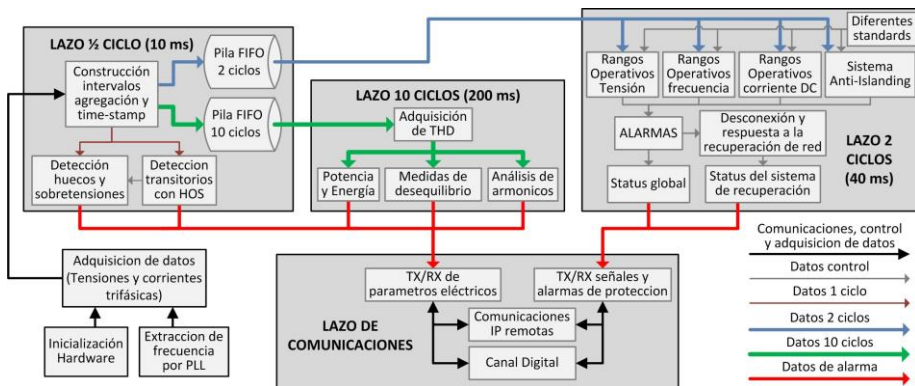


Figura 3.8. Diagrama de bloques del IED

### 3.5. Subsistemas de Protección

#### 3.5.1. Rangos Operativos de Tensión, Frecuencia y Corriente DC

El IED está dotado de un subsistema que detecta los rangos operativos de tensión y frecuencia, simultáneamente en las tres fases y con arreglo a las consideraciones normativas expuestas en el apartado 3.1.2, de forma que fuera de estos rangos se puedan activar las pertinentes protecciones. Las normativas utilizadas en este subsistema son IEC 61727, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 y IEEE 929, aunque el sistema permite introducir fácilmente nuevas modificaciones normativas.

En el caso de que el dispositivo se integre en un inversor para aplicaciones fotovoltaicas, es necesario que se controle el nivel de corriente DC que el equipo inyecta en la red, de manera que se encuentre por debajo de un valor máximo, definido por la normativa como un porcentaje de la corriente nominal del inversor (típicamente en torno al 1%), en cualquier condición de funcionamiento.

El algoritmo (Figura 3.9) chequea si los valores de tensión, frecuencia e inyección de corriente DC están dentro de las ventanas operativas, y en caso contrario genera las señales de alarma dirigidas hacia los equipos de maniobra. Para las acciones de protección más rápidas se utilizan los datos de la pila de 2 ciclos, y para las alarmas con una respuesta temporal menos exigente se utilizan los datos de 10 ciclos.

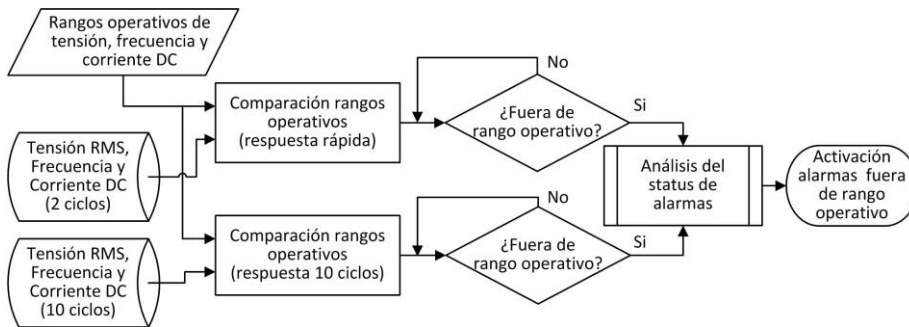


Figura 3.9. Algoritmo de generación de alarmas por sobrepasar rangos operativos de tensión, frecuencia e inyección de corriente DC

En todo momento se informa en pantalla al usuario de la evolución de las señales de los parámetros eléctricos, y de las alarmas que están activas. Estos datos se envían a otras entidades o equipos clasificados como alarmas de protección y con alta prioridad. Por razones de eficiencia operativa para el usuario, la gestión de alarmas por rangos operativos se presenta en dos pantallas de control, una para las alarmas de tensión y frecuencia (Figura 3.10) y otra para la inyección de corriente DC (Figura 3.11).

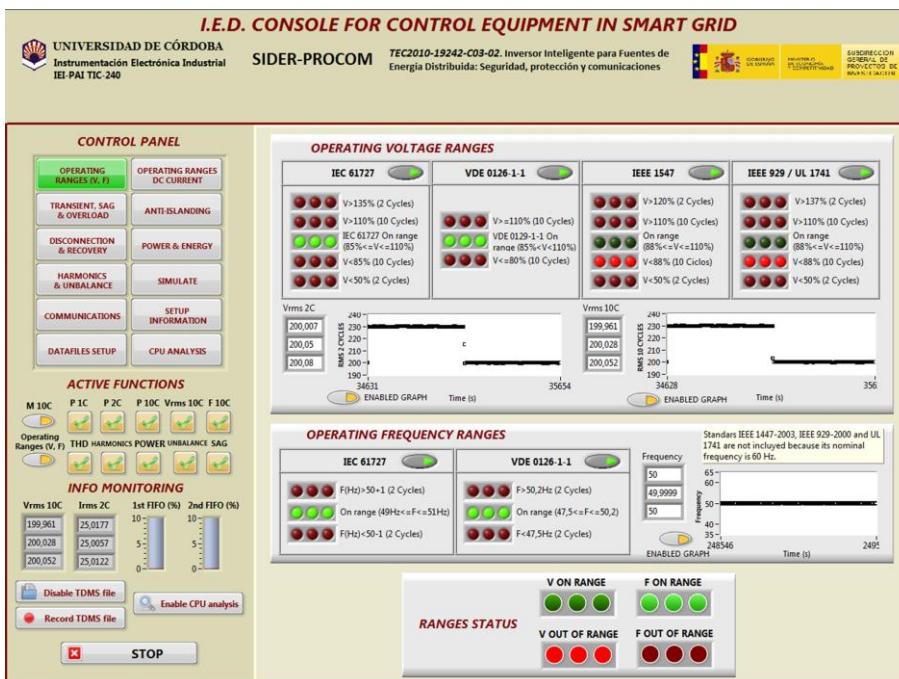


Figura 3.10. Consola de rangos operativos de tensión y frecuencia

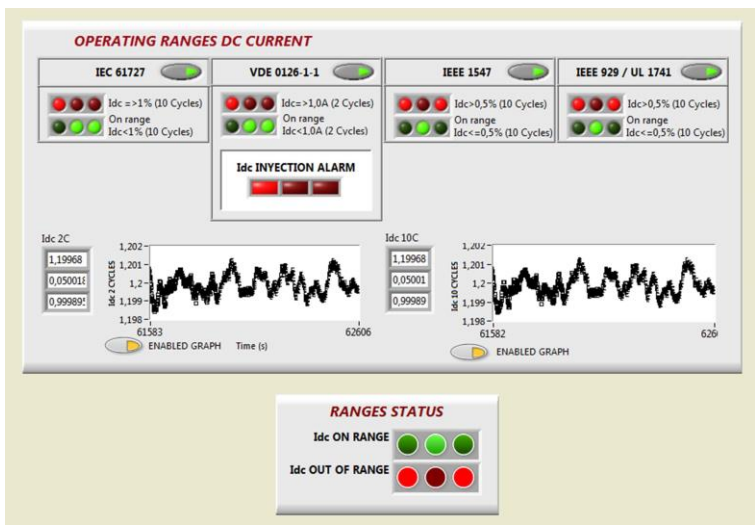


Figura 3.11. Pantalla de control de alarmas para inyección de corriente DC

### 3.5.2. Sistema Anti-Islanding

#### 3.5.2.1. Consideraciones y contexto

Desde el punto de vista operativo, lo más eficiente es que los escenarios de isla sean detectados en el origen de la falta, y esta situación sea informada a las entidades y equipos de las zonas afectadas utilizando redes de comunicaciones. La infraestructura de comunicaciones en los sistemas eléctricos está aumentando de forma significativa, y es posible que en un futuro a medio plazo la propia red pueda autodiagnosticar la situación de islanding. Las entidades del sistema eléctrico que detectaran la situación de islanding enviarían una señal de alarma a los equipos afectados dentro del área afectada. Esta señal de alarma incluiría los datos necesarios para gestionar la contingencia (origen de la falla, el área afectada, desequilibrios estimados en las líneas, etc.). Por tanto, teniendo en cuenta el marco futuro de operación de estos IED en un contexto de Smart Grid, el diseño de un sistema anti-islanding debería tener un carácter remoto y estar basado en comunicaciones a nivel del sistema eléctrico. La capacidad de comunicación de la plataforma escogida contempla la posibilidad de utilizar diversos interfaces de comunicación de forma flexible, por lo que el problema se reduciría a gestionar una señal de alarma de islanding proveniente de la propia red eléctrica.

Sin embargo, en la actualidad, este diagnóstico del islanding basado en comunicaciones no está implantado, y es necesario un sistema de detección local de respaldo en el que el propio equipo detecte la situación de isla. El sistema anti-islanding propuesto en el IED está basado en una detección local pasiva, ya que se ha visto que es un enfoque menos problemático que la detección activa [96]. Los métodos activos inyectan corriente de distorsión en la red para evaluar si la generación primaria está o no activa. Esto provoca un aumento de la distorsión armónica, que afecta sobre todo cuando existen varios equipos operando simultáneamente muy próximos, por ejemplo, en escenarios con múltiples inversores fotovoltaicos. Además, para minimizar la *zona de no detección* (NDZ), se ha diseñado un sistema de detección múltiple que considera varios

métodos pasivos simultáneamente, a los que se les puede asignar diferentes ponderaciones en la contribución de la detección final del islanding.

### 3.5.2.2. Metodología de detección pasiva del islanding

A continuación se exponen los planteamientos formales en que se basan los métodos pasivos utilizados en el diseño del subsistema anti-islanding.

#### Sobre/Sub Tensión y Sobre/Sub Frecuencia (*OVP/UV* y *OF*/*UFP*)

Estos dos métodos se consideran los de protección estándar, que todo equipo conectado al sistema eléctrico debe incorporar, independientemente de que se le añadan otros. En concreto, todos los inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a la red deben contar con métodos de protección de *Sobre/Sub Tensión* (*Over/Under Voltage Protection, OVP/UV*) y de *Sobre/Sub Frecuencia* (*Over/Under Frequency Protection, OFP/UFP*), que hacen que el inversor detenga el suministro de energía a la red si la frecuencia o la tensión, en el punto PCC entre el usuario y la red, se salen de los límites establecidos. Estos métodos originalmente están pensados para proteger el equipamiento del usuario, pero también sirven como métodos de detección *anti-islanding*.

Para comprender la razón de estas variaciones de tensión y frecuencia, considérese el esquema mostrado en la Figura 3.12, en la que se muestran los flujos de potencia compleja, real y reactiva, en el nodo PCC entre la red y el inversor. Cuando la red está conectada, la potencia del inversor,  $P_{INV} + jQ_{INV}$ , fluye desde éste al nodo PCC, y la potencia de la carga,  $P_{CARGA} + jQ_{CARGA}$ , fluye del nodo PCC a la carga. La suma de los flujos de potencia en el nodo PCC, es la potencia real y reactiva que fluye desde la red.

$$\Delta P = P_{CARGA} - P_{INV} \quad (3.1)$$

$$\Delta Q = Q_{CARGA} - Q_{INV} \quad (3.2)$$

Si el inversor opera con factor de potencia unidad, la salida de corriente del inversor está en fase con el voltaje en el nodo PCC, cumpliéndose que  $Q_{INV}=0$  y  $\Delta Q= Q_{CARGA}$ .

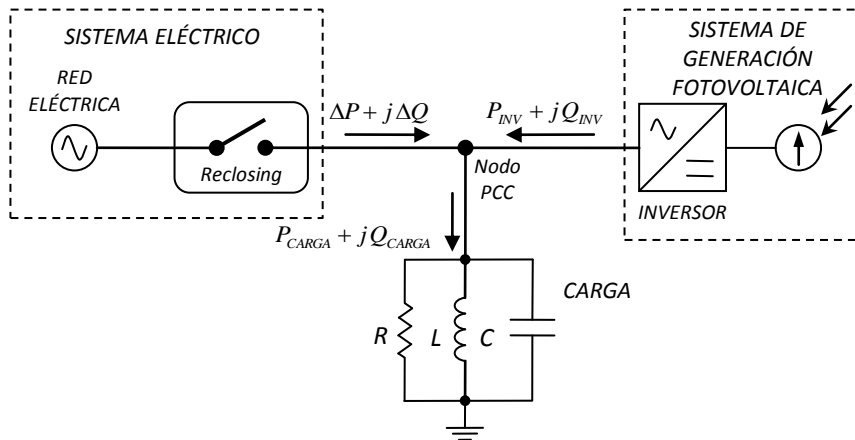


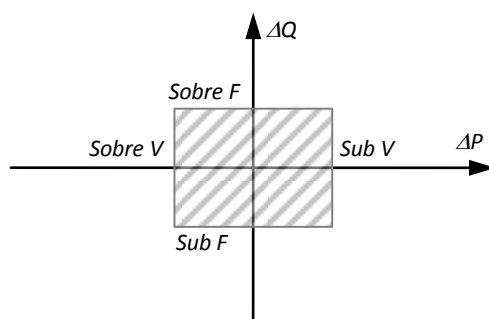
Figura 3.12. Flujos de potencia en la conexión de un sistema fotovoltaico

El comportamiento del sistema en el momento de la desconexión de la red, dependerá de los valores  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  en el instante antes de que el interruptor se abra para formar la isla. Si  $\Delta P \neq 0$ , la amplitud de  $V_{PCC}$  cambiará, y el método OVP/UVP puede detectar el cambio y prevenir el islanding. Si  $\Delta Q \neq 0$ , la tensión de la carga mostrará un cambio repentino en la fase y, a continuación, el sistema de control del inversor provocará que cambie la frecuencia de la corriente de salida del inversor<sup>11</sup> y, por tanto, la frecuencia de  $V_{PCC}$ , hasta que  $\Delta Q=0$ , esto es, hasta que se alcance la frecuencia de resonancia de la carga. Este cambio en la frecuencia puede ser detectado por el método OFP/UFP, pudiendo desconectar el inversor e impedir el islanding.

Por tanto, si la potencia real de la carga y la del inversor del sistema fotovoltaico no se corresponden, habrá cambios en la tensión, detectables por el método OVP/UVP; y/o si la frecuencia de resonancia de la carga no se encuentra cerca de la frecuencia de la red, se manifestarán cambios en la frecuencia, que detectará el método OFP/UFP. En ambos casos el islanding será detectado e impedido mediante la desactivación del inversor, cubriendo así la gran mayoría de las situaciones prácticas.

#### Zona de No Detección (NDZ)

Si  $\Delta P = \Delta Q = 0$  cuando la red se desconecta o se abre, los cambios en la amplitud o la frecuencia de  $V_{PCC}$  serán insuficientes para activar cualquiera de los mecanismos de protección de sobre/sub voltaje o sobre/sub frecuencia. Como hemos comentado anteriormente, esta situación ocurriría en el caso en el que la salida de potencia del inversor se correspondiera con la potencia de la carga, y ésta tuviera factor de potencia unidad a la frecuencia de línea. En realidad,  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  no tienen que ser exactamente iguales a cero para que esto ocurra, porque se espera que la magnitud del voltaje de la red se pueda desviar ligeramente de los valores nominales. La consecuencia de esto es que los umbrales para estos métodos de protección no pueden ser reducidos tanto como quisiéramos, lo que implica una NDZ.



**Figura 3.13. Zona NDZ para cambios de tensión y frecuencia**

Si se consideraran valores de umbral, de tensión y frecuencia, por debajo de esa zona, se ocasionaría un funcionamiento inestable del inversor fotovoltaico, que podría estar sujeto a molestos cortes sin motivo, ocasionados por pequeñas desviaciones de tensión y frecuencia que nada tienen que ver con el islanding. De hecho, los estudios

<sup>11</sup> Téngase en cuenta que un PLL de seguimiento rápido en el inversor será capaz de cambiar la frecuencia, pero los circuitos PLL más lentos pueden limitar el cambio de la frecuencia y tendrá lugar un salto en el desplazamiento de fase de la tensión correspondiente al factor de potencia en ese instante.

realizados [136] han demostrado que la probabilidad de que  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  caigan en la NDZ con las protecciones OVP/UVP y OFP/UFP puede, en algunos casos, ser significativa. Debido a esto, los mecanismos estándar de protección sobre/sub voltaje y sobre/sub frecuencia, por sí solos, generalmente se consideran una protección *anti-islanding* insuficiente. La Figura 3.13 muestra una zona de no detección genérica, para los cambios de voltaje y frecuencia, dentro del espacio ( $\Delta P, \Delta Q$ ).

#### *Ventajas e Inconvenientes*

Los métodos OVP/UVP y OFP/UFP representan una opción de bajo coste para la detección de islanding. De hecho, por lo general están implementados en software, lo que los hace más flexibles y económicos. Por otro lado, estos métodos son necesarios por razones de seguridad, aparte de la prevención del islanding, ya que son utilizados por la red para asegurar que las cargas y los equipos no sean dañados en condiciones apartadas de los valores nominales requeridos. Además, otros métodos prevención islanding actúan produciendo variaciones anormales en la frecuencia o en la amplitud de la tensión, y se basan en los métodos OFP/UFP y/o OVP/UVP para detectarlas y desactivar el inversor.

El principal inconveniente de estos métodos, en términos de prevención de islanding, es su zona NDZ relativamente grande, asociada a situaciones en que la potencia proporcionada por el sistema fotovoltaico coincide con la consumida por las cargas. En estos casos, los OVP/UVP y OFP/UFP no pueden detectar el islanding. Además, los tiempos de respuesta de estos métodos de protección pueden ser muy variables o impredecibles.

#### **Detección de Salto de Fase (*Phase Jump Detection, PJD*).**

Este método de *Detección de Salto de Fase* o *Phase Jump Detection (PJD)*, es también conocido como *Detección de Fase Transitoria (Transient Phase Detection)*, *Monitorización de Desplazamiento de Fase (Monitoring Phase Displacement)* y como *Detección del Factor de Potencia (Power Factor Detection)*.

Consiste en el seguimiento de la diferencia de fase entre la tensión en los terminales del inversor y su corriente de salida, para detectar un salto brusco repentino. En condiciones normales de funcionamiento, para inversores que actúan como fuente de corriente, la forma de onda de la corriente de salida del inversor se sincroniza con la tensión de la red. Esto se lleva a cabo usando circuitos *PLL (Phase-Locked Loop)* en el inversor, mediante la detección de los cruces por cero, con pendiente tanto positiva como negativa, de la tensión en el nodo PCC.

Cuando el sistema eléctrico se desconecta, en inversores que actúan como fuente de corriente, la tensión  $V_{PCC}$  ya no viene fijada por la tensión de la red. Sin embargo, la corriente de salida del inversor,  $I_{INV}$ , se mantiene siguiendo la forma de onda suministrada por el PLL del inversor. Esto sucede porque la sincronización entre  $I_{INV}$  y  $V_{PCC}$  sólo ocurre en el cruce por cero de  $V_{PCC}$ . Entre cruces por cero, el inversor está operando esencialmente en modo de bucle abierto. Por lo tanto, después de desconectarse la red, de repente es la corriente de salida del inversor,  $I_{INV}$ , la que se convierte en la referencia de fase. Dado que la frecuencia no ha cambiado aún, el ángulo de fase de la carga debe ser el mismo que antes de desconectarse la red, y por lo tanto  $V_{PCC}$  debe *saltar* a esta nueva fase, como se muestra en la Figura 3.14 [105]. En el siguiente cruce por cero de  $V_{PCC}$ , el error de fase resultante entre el nuevo voltaje y la

corriente de salida del inversor puede utilizarse para detectar el *islanding*. Si este error de fase es superior a un determinado valor de umbral, se actuará desactivando el inversor.

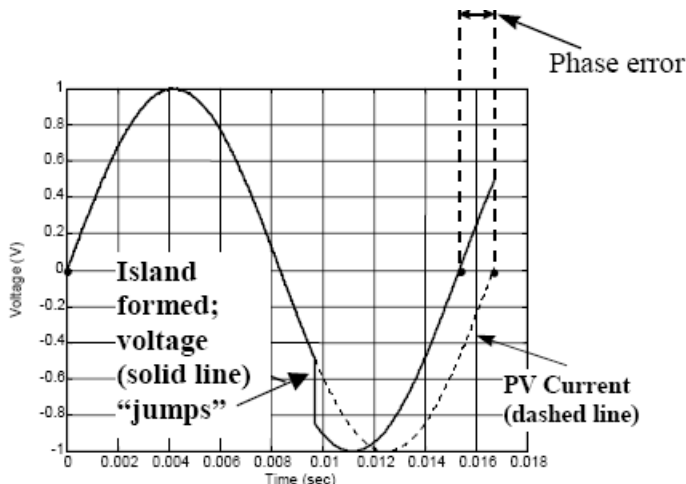


Figura 3.14. Principio de funcionamiento del método PJD

*Zona de No Detección (NDZ)*

Una carga con un ángulo de fase cero a la frecuencia de la red no producirá un error de fase al desconectarse la red. Por lo tanto, este método PJD tiene una zona NDZ, como es característica de los dispositivos de protección pasivos que utilizan umbrales *sobre/sub*. Esta zona NDZ podría cambiarse si el inversor está funcionando con un factor de potencia distinto a la unidad, pero esto desde el punto de vista de la red no es deseable, y también exige que el inversor tenga un flujo bidireccional de potencia que lo encarecería.

*Ventajas e Inconvenientes*

Una de las principales ventajas del PJD es su facilidad de implementación. Dado que el inversor requiere un PLL para sincronizar la red en todo momento, todo lo que se requiere para aplicar PJD es añadir la capacidad de desactivar el inversor, si el error de fase detectado entre  $I_{INV}$  y  $V_{PCC}$  supera un umbral. También, como método pasivo que es, el PJD no afecta a la calidad de la potencia de salida del inversor y tampoco afecta a la respuesta transitoria del sistema. Por último, al igual que la mayoría de los métodos de prevención pasivos de *islanding*, la eficacia del PJD no se reduce cuando varios inversores están conectados a la misma isla.

Una grave dificultad en la aplicación del PJD consiste en que es difícil elegir los umbrales que proporcionan una detección fiable de *islanding*, aunque en este caso no hay problema de frecuentes cortes molestos. La puesta en marcha de determinadas cargas, especialmente motores, a menudo causa saltos de fase transitorios de tamaño considerable, que sí provocarían cortes molestos del inversor si los umbrales son demasiado bajos. Por otro lado, los umbrales PJD podrían ser alterados en función de la instalación, pero este hecho de tener parámetros específicos para cada instalación, aumenta la dificultad en la misma de sistemas fotovoltaicos interactivos con la red eléctrica.



### Detección de Armónicos (Harmonics Detection, HD).

Este método *Detección de Armónicos* o *Harmonics Detection (HD)*, se le conoce también como *Detección de Armónicos de Tensión (Detection of Voltage Harmonics)* o como *Técnica de la Distorsión Armónica (Harmonic Distortion Technique)*.

En esta metodología, el inversor monitoriza la *distorsión armónica total (THD)* de la tensión en el punto PCC,  $V_{PCC}$ , y se desconecta si el THD es superior a un umbral. En condiciones normales de operación, al ser la red eléctrica una fuente de tensión muy estable, fuerza una tensión sinusoidal de baja distorsión ( $THD \approx 0$ ) en el nodo PCC, provocando en la carga una corriente sinusoidal igualmente de baja distorsión. Cuando la red está conectada, las corrientes armónicas producidas por el inversor circulan a través de la pequeña impedancia de la red, y dado que estas corrientes armónicas se mantienen pequeñas y que la impedancia de la red es muy baja, producen sólo una pequeña cantidad de distorsión en la tensión del nodo PCC. De hecho, normalmente, cuando el inversor está conectado a la red eléctrica, el THD de la tensión  $V_{PCC}$  estará por debajo del punto de detección.

Cuando se produce una situación de *islanding*, hay fundamentalmente dos mecanismos que pueden causar que aumenten los armónicos en  $V_{PCC}$ . Uno de ellos es el propio inversor fotovoltaico, que producirá algunos armónicos en su corriente alterna de salida, al igual que todos los convertidores de potencia con conmutación. Al desconectarse la red, las corrientes armónicas producidas por el inversor fluirán hacia la carga, que en general tiene una impedancia mucho mayor que la red. Al interactuar estas corrientes armónicas con una mayor impedancia de la carga, se producen mayores armónicos en  $V_{PCC}$ . El cambio en el nivel de los armónicos de tensión puede ser detectado por el inversor, que puede suponer que se encuentra en *islanding* y desactivarse.

El otro mecanismo que puede causar un aumento de los armónicos de tensión es la respuesta de un transformador, conectado como se muestra en la Figura 3.15. Cuando el interruptor que desconecta la isla de la red, está en el lado primario del transformador, el secundario del transformador se excita por la corriente de salida del inversor. Pero debido a la histéresis magnética y otras no linealidades del transformador, su respuesta en tensión es muy distorsionada, y aumentará el THD en  $V_{PCC}$ . Cabe destacar que este segundo mecanismo no suele ser comprobado en las normas de ensayo que actualmente se usan.

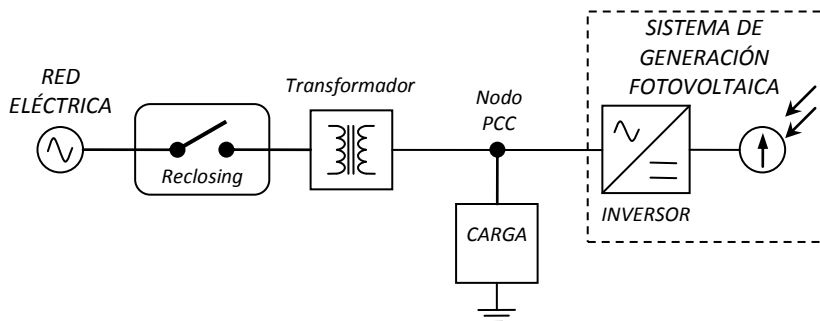


Figura 3.15. Inclusión de un transformador entre carga y el interruptor de red

Podría considerarse, también, que puede haber no linealidades en la carga, tales como rectificadores, que igualmente producirán distorsión en  $V_{PCC}$ . Estas no linealidades, en general, tienden a producir armónicos de tercer orden significativos, por lo que cuando este método se utiliza en la práctica, es frecuente que se monitoricen dichos armónicos de tercer orden.

#### *Zona de No Detección (NDZ)*

La fiabilidad de esta técnica de protección está asociada al nivel escogido del umbral para la detección de armónicos. Este umbral debe ser seleccionado con los siguientes criterios:

- Por un lado, debe ser *mayor* al *THD* que se puede esperar en la tensión de red.
- Por otro, debe ser *menor* que el *THD producido durante el islanding*, por cualquiera de los mecanismos descritos anteriormente.

Pero pueden existir situaciones en que la elección de este umbral sea complicada. Por ejemplo, si tenemos un inversor con un cierto porcentaje de THD en su corriente de salida,  $THD_{INV}$ . Para una carga resistiva alimentada por esta corriente, en ausencia de la tensión de la red, la THD en  $V_{PCC}$  también tendrá el mismo valor<sup>12</sup>. Tendríamos entonces  $THD_{PCC}=THD_{INV}=THD_{CargaR}$ . Sin embargo para cargas reactivas, por ejemplo una carga RLC, es posible que la THD de  $V_{PCC}$  pueda ser inferior a la de la corriente del inversor, ya que el circuito paralelo RLC puede tener una respuesta en frecuencia de filtrado paso bajo que atenúe las frecuencias más altas. En este caso  $THD_{PCC}=THD_{CargaRLC}<THD_{INV}$ . Esto implica que el umbral de detección de islanding también tendría que ser inferior al de la corriente del inversor,  $THD_{INV}$ , ajustado al  $THD_{PCC}$ .

Hay también muchas condiciones, como la presencia de convertidores electrónicos de potencia, que producen armónicos de corriente en las frecuencias en que la red eléctrica tiene resonancia, lo que puede causar que el THD pueda aumentar de forma significativa. Además, las perturbaciones transitorias de tensión, en particular las largas, como las que acompañan a la conmutación de bancos de condensadores, podrían ser interpretadas por los controles del inversor como un aumento momentáneo de el THD, dependiendo de la técnica de medición utilizada, estimando un falso islanding.

Vemos pues que, en algunos casos, no es posible seleccionar un umbral que cumpla los criterios comentados. Es posible superar este problema utilizando *procesamiento digital de señales* y de *reconocimiento de patrones armónicos*, pero estas técnicas todavía no han sido aplicadas de forma rentable en los pequeños inversores fotovoltaicos. Por estas razones, la técnica de monitorización de armónicos no se ha desarrollado completamente a nivel comercial, lo que deja abierta la investigación de posibles mejoras.

#### *Ventajas e Inconvenientes*

La monitorización de armónicos de tensión puede ser uno de los métodos más interesantes para la detección de islanding en una amplia gama de condiciones, al menos en teoría y una vez desarrollado completamente. Además su eficacia no debería cambiar significativamente en el caso de emplear varios inversores.

---

<sup>12</sup> En realidad, estamos suponiendo que la distorsión de tensión de la red es despreciable,  $THD \approx 0$ , aunque en condiciones normales puede esperarse de un 1 a un 2%, a causa de la interacción entre las corrientes armónicas de las cargas y la impedancia de la red.

El mayor inconveniente de esta técnica es que depende fuertemente de la carga y es muy susceptible a las perturbaciones que tengan lugar en el sistema, que pueden confundir su resultado con una situación de islanding por desconexión de la red. En general, este método es propenso a fallar cuando las cargas son reactivas. De hecho puede no detectar correctamente variaciones en los armónicos si la carga tiene una respuesta espectral paso bajo muy marcada.

Además no siempre es posible seleccionar un umbral *THD* de corte que ofrezca protección fiable anti-islanding. Puede darse el caso de que las cargas sean reactivas, no detectando el corte de la red asociado a un islanding, o que las cargas sean no lineales, lo que provocaría un aumento de la distorsión en el nodo PCC aún con la red conectada, detectando un falso islanding. Otra situación donde puede haber problemas en la detección de islanding, será cuando los inversores sean de alta calidad con una salida de baja distorsión.

### **3.5.2.3. Diseño del sistema de detección pasiva múltiple ponderada**

Una vez estudiada la metodología de detección pasiva para el sistema anti-islanding de respaldo, se propone un método de detección múltiple simultánea. El objetivo de este planteamiento es minimizar los errores debidos a la zona NDZ, y compensar los inconvenientes particulares de cada método de detección. Además, las singularidades propias del entorno del sistema eléctrico, donde va a operar el IED, pueden corregirse o minimizarse asignando una ponderación a cada método en función de su relevancia. Por ejemplo, si esperamos un entorno con cargas con una fuerte componente no lineal, el método de detección por armónicos presentará problemas; podremos por tanto asignarle una ponderación baja, para que este método contribuya en menor parte a la decisión final del islanding.

Este enfoque de la detección pasiva múltiple ponderada del islanding, incluido en esta tesis, es original y representa una opción flexible como sistema de respaldo para la detección del islanding. Utiliza cuatro métodos de detección simultáneos, con objeto de minimizar el problema de la ventana de incertidumbre de falsos positivos [96], [102]. Los métodos de detección utilizados son el *enventanado de tensión* (*Over/Under Voltage Protection, OVP/UVP*), *enventanado de frecuencia* (*Over/Under Frequency Protection, OFP/UFP*), *detección por salto de fase* (*Phase Jump Detection, FJD*) y *detección armónica* de THD. Además el sistema permite:

- Configurar el rango de detección para cada método.
- Configurar el número de métodos que deciden sobre el estado de islanding (*decisor aritmético*).
- Asignar diferentes ponderaciones a cada método (*decisor ponderado*), de forma que se pueda establecer un orden de prioridades entre ellos y mejorar la eficiencia de la detección.

En la Figura 3.16 se representa el esquema de bloques de la solución anti-islanding adoptada. Este subsistema se ejecuta en el lazo crítico de 2 ciclos (40 ms) para aportar una respuesta rápida, pero se basa en datos de parámetros a 10 ciclos ya que presentan más estacionariedad y permiten margen suficiente para los tiempos de respuesta exigidos por las acciones anti-islanding. Los datos de los cuatro parámetros (tensión RMS, frecuencia, diferencia de fase entre tensión y corriente, y THD de tensión) se aplican a

un detector específico para cada uno. Estos detectores comparan cada dato de 10 ciclos de un parámetro con el valor promedio a medio o largo plazo de dicho parámetro. Este valor promediado a medio o largo plazo para los valores de tensión y de frecuencia, se toma de la agregación a 10 minutos de la norma IEC 61000-4-30. Para los valores de THD y de la fase entre tensión y corriente, debido a que presentan mayor variabilidad al depender de las condiciones de carga, se ha optado por un promedio de 2 minutos. De esta forma se tiene una estimación estacionaria del parámetro con la que comparar las muestras a 10 ciclos, y dado que la situación de islanding provoca un aumento progresivo de la separación respecto a ese valor promedio, se logra un método relativamente simple y eficaz de detección. El usuario puede elegir el valor umbral de distancia entre los datos a 10 ciclos y el valor promedio para considerar una detección positiva.

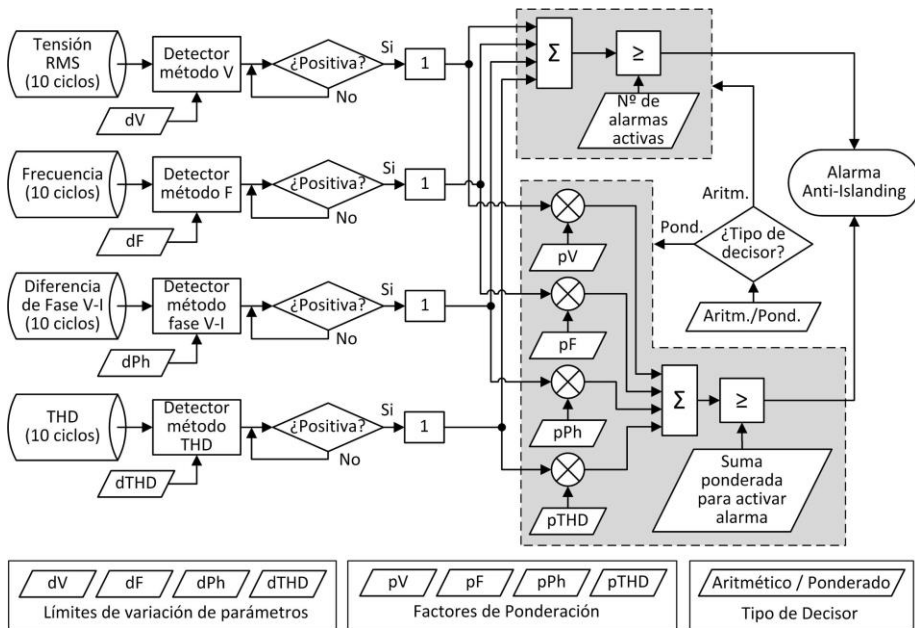


Figura 3.16. Esquema funcional del subsistema anti-islanding

El sistema también permite escoger, entre un decisor que confirme la alarma cuando se den simultáneamente un número determinado de detecciones positivas por diferentes métodos, o un decisor que pondere la relevancia de cada método de detección para lograr un ajuste más fino del subsistema. En el primer caso se elige el número de detecciones activas (entero de 1 a 4) para activar la alarma. En el segundo caso, el sistema calcula la contribución de cada detección según su ponderación, y se dispara la alarma si el valor calculado supera un valor configurable por el usuario. La pantalla de operación anti-islanding se muestra en la Figura 3.17.

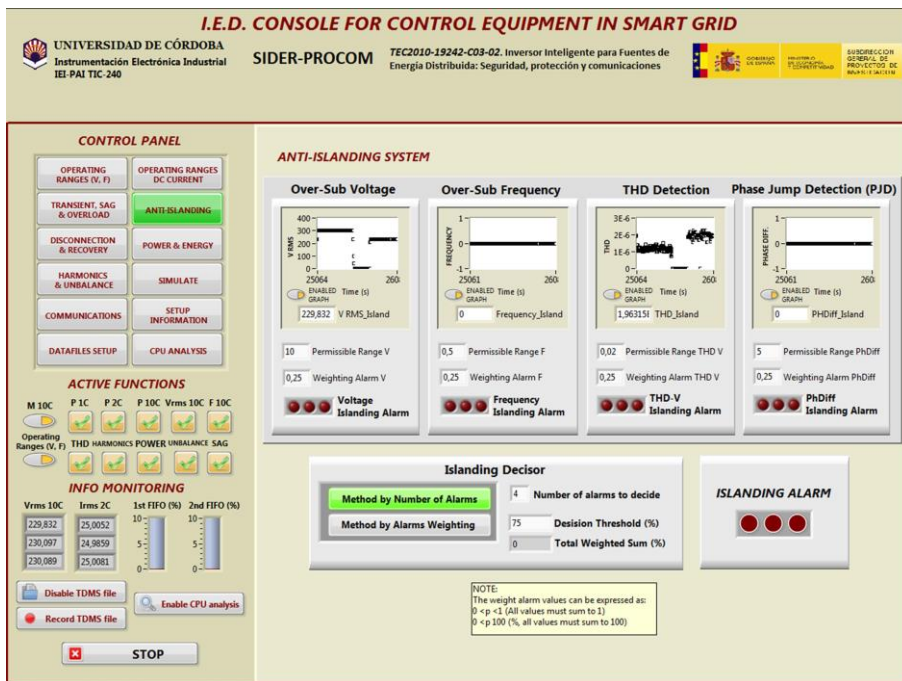


Figura 3.17. Pantalla de operación anti-islanding

### 3.5.3. Sistema de desconexión y reconexión de la red

Una vez que han actuado las protecciones y desconectado el equipo de la red eléctrica, es importante definir cómo proceder a la reconexión. Este procedimiento plantea un retardo en la activación del equipo, antes de proceder a la reconexión con la red, de forma que se permita verificar que una serie de parámetros básicos y de calidad han vuelto a sus rangos operativos. Cada norma plantea unos retardos para comprobación y unas condiciones operativas diferentes; en el caso de nuestro sistema se han seguido las directrices de las normas IEC 61727, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 e IEEE 929, según la Tabla 3.5. La Figura 3.18 describe el funcionamiento de este subsistema.

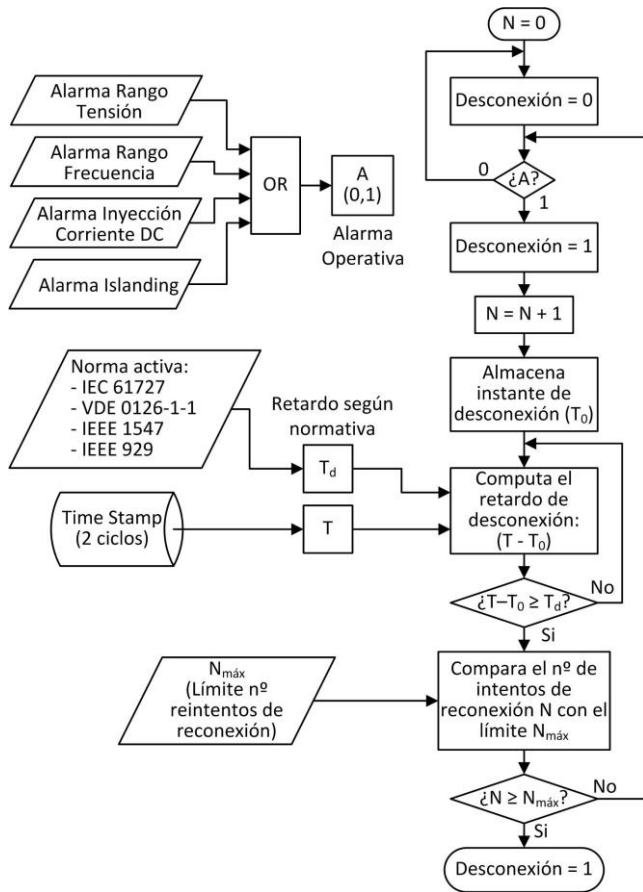


Figura 3.18. Algoritmo de desconexión y reconexión por recuperación de condiciones operativas

Como se puede apreciar en la pantalla de operación de este subsistema (Figura 3.19), el usuario puede escoger la normativa adecuada para el procedimiento de reconexión. El subsistema opera dentro del lazo crítico de 2 ciclos (40 ms). Cuando el sistema genera alguna alarma de desconexión, el equipo se desactiva de la red y se empieza a contar el retardo necesario, según la normativa seleccionada. El tiempo instantáneo se toma de la marcación temporal que genera el sistema, y se compara con el instante inicial de desconexión, de forma que, mientras que esta diferencia sea menor que el retardo exigido, el equipo sigue desactivado. Pasado ese retardo, el sistema comprueba si se han reestablecido las condiciones normales para proceder a la reconexión; en caso contrario, vuelve a esperar otro ciclo de desconexión. Al cabo de un número determinado de intentos de reconexión, configurable por el usuario, el sistema se mantiene desconectado definitivamente, al entender un problema mayor en la red.

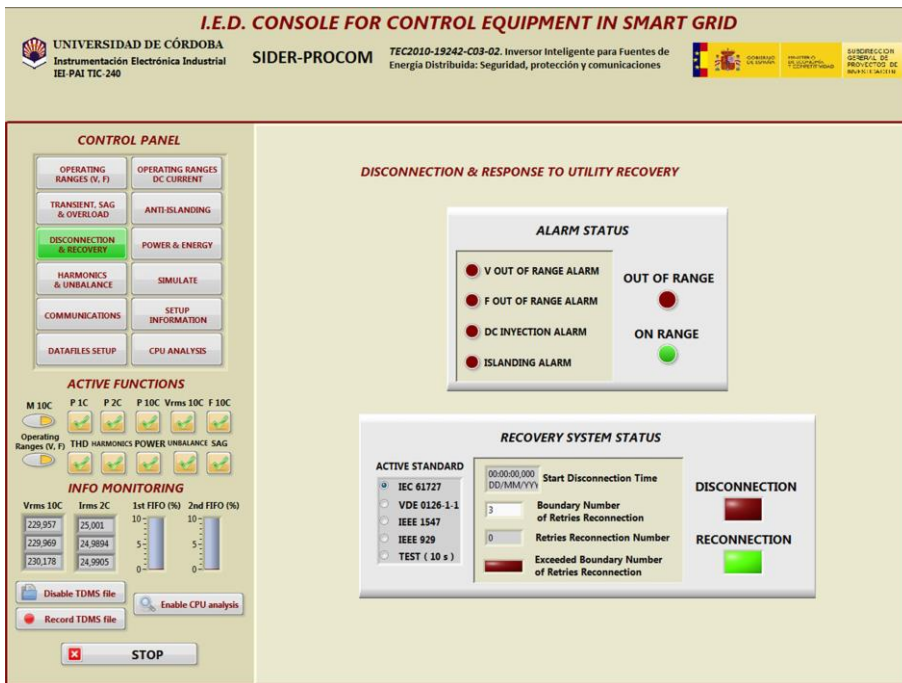


Figura 3.19. Consola del subsistema de conexión/reconexión

### 3.6. Subsistemas de Calidad de Suministro

#### 3.6.1. Análisis de Eventos

El subsistema de detección y clasificación de eventos del IED desarrollado en esta tesis se basa en un análisis redundante de las medidas de tensión en el punto PCC. Por un lado se utiliza un procesado basado en HOS, y por otro un algoritmo basado en las directrices de la norma IEC 61000-4-30. A continuación se expone la metodología e implementación de este subsistema.

##### 3.6.1.1. Metodología basada en HOS

La característica de los estadísticos HOS de ser ciegos a cualquier tipo de proceso gaussiano, hacen de ellos un enfoque interesante en procesos donde sea necesario eliminar el ruido de una señal. En concreto, se ha demostrado su aplicación en la detección de eventos en calidad de energía, estudiando y clasificando las respuestas de estos estadísticos frente a las formas de onda de la señal eléctrica [69]. El hecho de que los estadísticos HOS sean robustos frente al ruido, permite en una señal eléctrica diferenciar su comportamiento estadístico frente a variaciones debidas a eventos aleatorios, lo que implica la posibilidad de distinguir y analizar fenómenos transitorios [70].

La metodología HOS se basa en el cálculo de los *momentos* o *cumulantes* de una variable aleatoria. El momento  $k$ -ésimo de una variable aleatoria  $X$  se define como  $\mu_k = E(X_k)$ . Por tanto, la media es el primer momento,  $\mu = \mu_1$ , y la varianza puede ser

obtenida de los momentos primero y segundo,  $\sigma^2 = \mu_2 - \mu_1^2$ . El k-ésimo momento central se define como  $E(X - \mu)^k$ . Por consiguiente, la varianza es el segundo momento central.

Para nuestra aplicación nos basaremos en momentos centrales de orden tres y cuatro, conocidos como *skewness* y *kurtosis* respectivamente. *Skewness* se define como el tercer momento central de la variable aleatoria estandarizada  $X' = (X - \mu)/\sigma$ , esto es

$$\text{Skewness} = \beta_3 = \frac{E(X - \mu)^3}{\sigma^3} = \frac{\mu_3}{\sigma^3} \quad (3.3)$$

donde E es el operador esperanza,  $\mu$  es la media,  $\mu_3$  es el tercer momento alrededor de la media, y  $\sigma$  es la desviación típica. *Skewness* mide el grado de asimetría de la distribución estadística, es decir, este parámetro es sensible a los valores extremos de la variable aleatoria que presentan frecuencias de un valor significativo.

La *kurtosis*, que se define formalmente como el momento cuarto normalizado respecto a la media

$$\text{Kurtosis} = \beta_4 = \frac{E(X - \mu)^4}{\sigma^4} = \frac{\mu_4}{\sigma^4} \quad (3.4)$$

La *kurtosis* es una cantidad adimensional, que mide el grado de *planicidad* de una distribución en relación a la distribución normal. Una distribución bastante plana, con largas colas tiene una kurtosis alta, mientras que una distribución con colas cortas tendrá una kurtosis baja.

Los estadísticos HOS han demostrado su potencial en el análisis de calidad de suministro (PQ) con series de tiempo de carácter impulsivo y no lineal [8], [137]. De hecho, HOS tiene en cuenta un amplio conjunto de características que mejoran la detección y permiten llevar a cabo la etapa de clasificación del evento. En concreto, el algoritmo aplicado en el IED objeto de este trabajo, para la detección y para la decisión y clasificación del evento bajo análisis, se ha basado en trabajos ya publicados [138].

El algoritmo aplicado a las señales bajo prueba obtiene los resultados mediante el uso de *cumulantes de deslizamiento*, es decir, una ventana en movimiento en el dominio del tiempo sobre la que se calcula cada cumulante (de orden 3º y 4º con retardo temporal cero). La hipótesis de la robustez (repetibilidad) de los estimadores HOS se debe cumplir a lo largo de todo el proceso de medición, por lo que es obligatoria una normalización previa de las señales. Esta etapa se puede considerar como una calibración *in situ* y permite que el algoritmo implementado pueda adaptarse a diferentes sistemas de potencia. Por lo tanto, con este preprocesamiento, los valores normalizados para una señal genérica de buena calidad corresponden a la amplitud unidad y una varianza de 0,5.

Sobre la base de la premisa anterior, la estrategia de detección se describe a continuación. La forma de onda esperada, de voltaje a 50 Hz, posee un comportamiento estadístico constante (estacionariedad), es decir, los parámetros estadísticos son estables, como se puede comprobar en las ventanas temporales deslizantes asociadas. Por lo tanto, cualquier perturbación que modifica estos valores nominales conservando al mismo tiempo su frecuencia (50 Hz), exhibiría otro estado estadístico estable, caracterizándose esta vez por un nuevo conjunto de parámetros estadísticos, diferentes de los que tienen relación con el estado estacionario sin distorsiones. Aquellas perturbaciones que no mantienen estable la frecuencia serán detectadas también, pero no aportarán parámetros estadísticos constantes. El algoritmo implementado se muestra



en la Figura 3.20, y representa todos los casos posibles resultantes del cálculo de los estimadores.

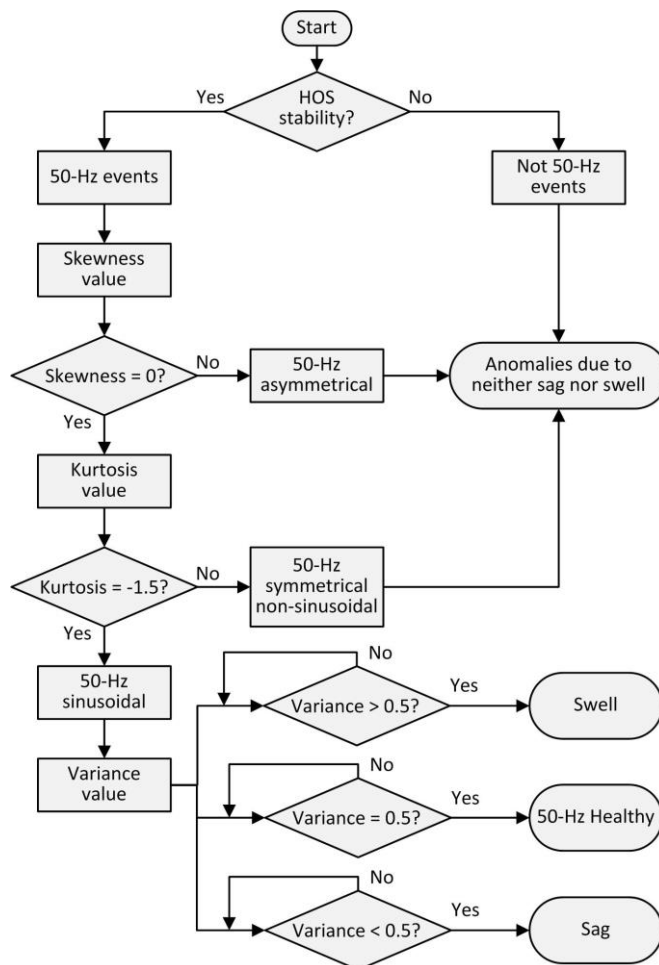


Figura 3.20. Algoritmo de detección de eventos basado en HOS

### 3.6.1.2. Metodología basada en IEC 61000-4-30

La parte del subsistema de detección de eventos preparado para analizar e identificar los huecos de tensión y las sobretensiones temporales según la norma IEC 61000-4-30 se basa en una detección de umbrales con histéresis, y sigue las directrices que exponen a continuación.

Según la norma, la medida básica de un hueco de tensión y de una sobretensión temporal debe ser la medida de  $U_{ef(1/2)}$  en cada canal de medida. Por lo tanto la medida se hará en una ventana de un ciclo, refrescado cada medio ciclo. En el caso de los huecos, la característica común es considerar que el hueco comienza cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  cae por debajo del umbral del hueco, y se termina cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  es

igual o superior al umbral del hueco más la tensión de histéresis. Igualmente en el caso de las sobretensiones, se considera que una sobretensión temporal comienza cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  se eleva por encima del umbral de sobretensión, y se termina cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  es igual o inferior al umbral de la sobretensión menos la tensión de histéresis.

Los umbrales y la tensión de histéresis, tanto para huecos como para sobretensiones, se consideran definidos por el usuario en función de la utilización. Sin embargo, la norma expresa que los umbrales del hueco de tensión están, generalmente, en el margen del 85 % al 90 % de la referencia de tensión fijada, para la investigación de fallos o aplicaciones estadísticas, y del 70 % para aplicaciones contractuales. El umbral de la sobretensión temporal es, en general, superior al 110 % de  $U_{din}$ . La histéresis, tanto para huecos como para sobretensiones, es en general igual al 2 % de  $U_{din}$ .

**3.6.1.3. Implementación del subsistema de análisis de eventos**

Los eventos son detectados e identificados de forma paralela por el algoritmo basado en HOS y por el algoritmo que sigue los criterios de la norma IEC 61000-4-30. Todo el subsistema se ejecuta con ventanas de datos deslizantes de  $\frac{1}{2}$  ciclo, sincronizadas en un lazo crítico de 10 ms.

Ya que el criterio de la norma es más conservador, por estar estimado en relación a umbrales, este último algoritmo es el encargado de decidir finalmente sobre la naturaleza del evento. Esto significa que para algunos casos puede haber pequeños huecos o sobretensiones que sean detectados por HOS y no por la norma, pero para aplicaciones en entornos operativos usuales es preferible no considerar estas pequeñas perturbaciones. En todo caso, el diseño del subsistema es fácilmente intercambiable para que se intercambie la prioridad en la decisión y que sea HOS el que priorice los eventos, lo cual puede ser de interés para aplicaciones del IED como registrador de PQ. Por último, una marca de tiempo se aplica a los datos de eventos y se dispara la alarma correspondiente. La Figura 3.21 muestra el diagrama de bloques del subsistema de análisis de eventos. La muestra la consola de operación de este subsistema.

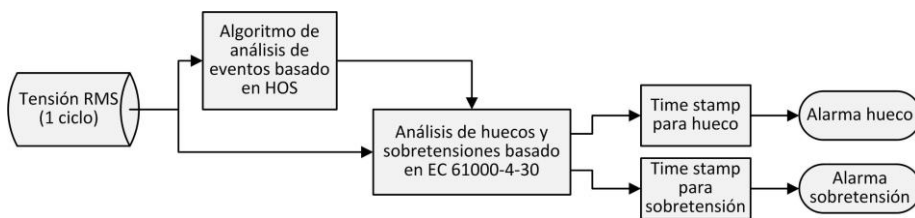


Figura 3.21. Diagrama de bloques del subsistema de análisis de eventos

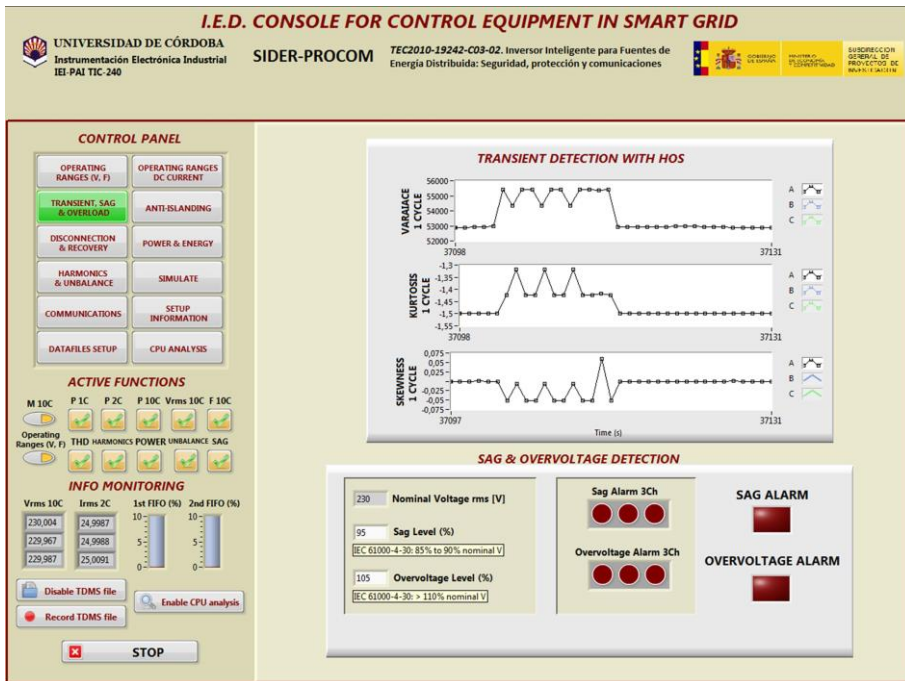


Figura 3.22. Consola de operación del subsistema de análisis de eventos

### 3.6.2. Análisis Armónico

Debido a la necesidad de estacionariedad para el cálculo de los parámetros de análisis espectral, este subsistema está sincronizado en un lazo crítico de 10 ciclos, procesando datos de tensión y corriente de la pila de 10 ciclos. De cara a que la calidad del sistema se encuentre dentro de la clase A, según la normativa en vigor, se extrae información de, al menos, los primeros 50 armónicos y 50 interarmónicos de la señal monitorizada en el punto de interconexión. Esto significa que cada 200 ms el sistema muestra, procesa y registra toda esa información espectral. El subsistema está implementado utilizando librerías específicas de LabVIEW para análisis armónico. Debido a la gran cantidad de información que procesa, este es uno de los subsistemas que generan la mayor carga computacional de todo el IED.

Como se aprecia en la pantalla de operación del subsistema (Figura 3.23), además de dar información sobre el espectro armónico de tensión, también muestra los valores de los grupos y subgrupos de armónicos de acuerdo con la norma IEC 4100-4-7. El subsistema también calcula el THD de tensión y corriente.

En este subsistema también se incluye el cálculo de las medidas de desequilibrio. Los parámetros que se presentan son las componentes de secuencia cero, positiva y negativa, así como las relaciones de desequilibrio de secuencia cero y de secuencia negativa, tanto para las tensiones como para las corrientes.

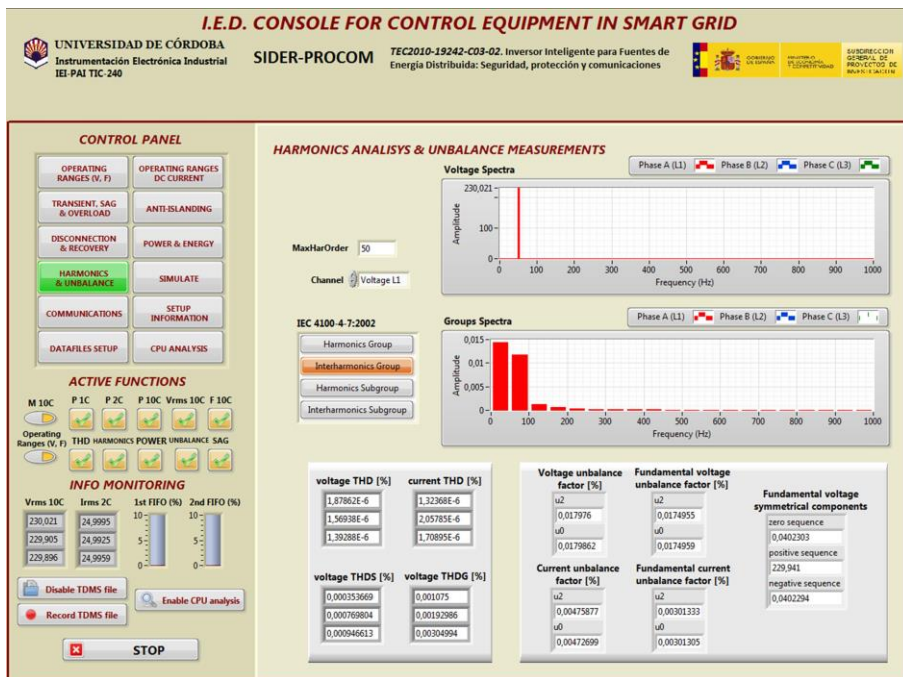


Figura 3.23. Pantalla de presentación de datos de análisis armónico

### 3.6.3. Potencia y Energía

En este bloque, tal como se muestra en la Figura 3.24, se presentan los valores de potencia aparente, activa y reactiva de la señal, los valores de potencia activa y reactiva en la componente fundamental, así como el factor de potencia. Se informa también de los valores análogos en términos de energía, también de las energías de secuencia positiva y negativa, así como de las energías reactivas inductivas y capacitivas.

Este subsistema también requiere de estacionariedad en la señal, por lo que también se procesa con datos de tensión y corriente de la pila de 10 ciclos, sincronizados en el lazo crítico de 10 ciclos. Para su implementación se han utilizando librerías específicas de LabVIEW para el cálculo de potencia.

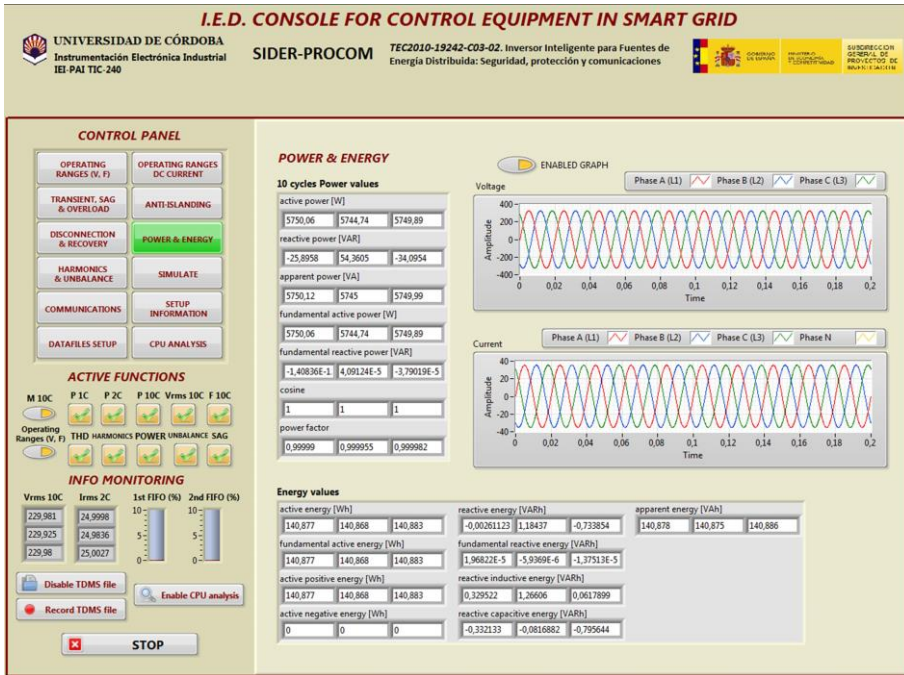


Figura 3.24. Pantalla de presentación de las medidas de potencia y energía

### 3.7. Subsistemas de Gestión del IED

#### 3.7.1. Panel de Control

Para controlar a nivel general el IED, la consola de operación dispone en un lateral de un panel de control (Figura 3.25), siempre accesible, que permite acceder inmediatamente a cualquier funcionalidad del equipo, así como chequear las variables más importantes del mismo.

En la parte superior se encuentran las principales funcionalidades del IED, relacionadas con la gestión de la interconexión eléctrica, para que el usuario pueda acceder a ellas de forma directa y sin acceder a menús intermedios.

Seguidamente, en la zona intermedia, se encuentran una serie de controles que activan o desactivan diferentes funciones del IED. Estos controles se han utilizado para la depuración del prototipo y permiten dejar activas sólo las funciones que el usuario elija, desactivando el resto. Se puede actuar sobre los diferentes lazos críticos y sobre las diversas funcionalidades del sistema.

Más abajo nos encontramos con información general de monitorización. Por un lado, valores RMS de tensión y corriente, y por otro, información del estado de las pilas sincronizadas de datos de 10 y 2 ciclos.

Por último, se encuentran los botones para activar el registro de los datos del IED en ficheros TDMS (*Technical Data Management Streaming*), con sincronización y marcación temporal, que permiten que el sistema se comporte como un registrador de PQ.

También existe un botón que activa el subsistema de análisis de la CPU de la plataforma CompacRIO donde está desarrollado el prototipo. Finalmente, abajo del todo, se encuentra el botón de paro global del sistema.

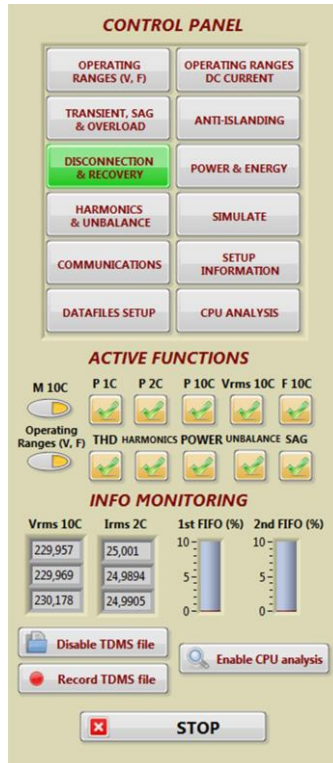


Figura 3.25. Panel de control del IED

### 3.7.2. Configuración

El IED puede configurarse para operar en diferentes entornos de sistemas eléctricos, y con diferentes equipos de potencia. Para ello cuenta con una pantalla de configuración donde se reflejan los parámetros más característicos del entorno donde va a operar, y se muestran indicadores para supervisar el comportamiento del sistema. La pantalla de configuración se muestra en la Figura 3.26.

En primer lugar nos encontramos con los valores de inicialización del sistema. Aquí se puede configurar el número de canales de datos que va a manejar el dispositivo y el número de hilos (asignados a tensiones y corrientes), según el número de fases que tenga el entorno de operación. En la inicialización se asignan también los valores nominales de frecuencia, de tensión y de corriente RMS. En esta zona se indican también una serie de parámetros relacionados con el modo simulación del sistema.

En otra zona de esta pantalla se pueden visualizar los parámetros relacionados con la adquisición y el muestreo. Por un lado el muestreo del sistema y su sincronización con el muestreo de la FPGA. Por otro, los diferentes números de muestras asociadas a cada ventana de proceso ( $\frac{1}{2}$ , 1, 2 y 10 ciclos).

También encontramos una zona con indicadores de los lazos temporales críticos, para  $\frac{1}{2}$ , 1, 2 y 10 ciclos, con información del periodo del lazo, la duración real de cada iteración y el número de iteraciones desde el inicio del sistema.

Por último, encontramos una zona de indicadores dedicada al rendimiento del sistema en tiempo real. Aquí se muestra el estado de las pilas de datos de 10 y 2 ciclos, así como los elementos que se mantienen en cola pendientes de proceso por la FPGA.

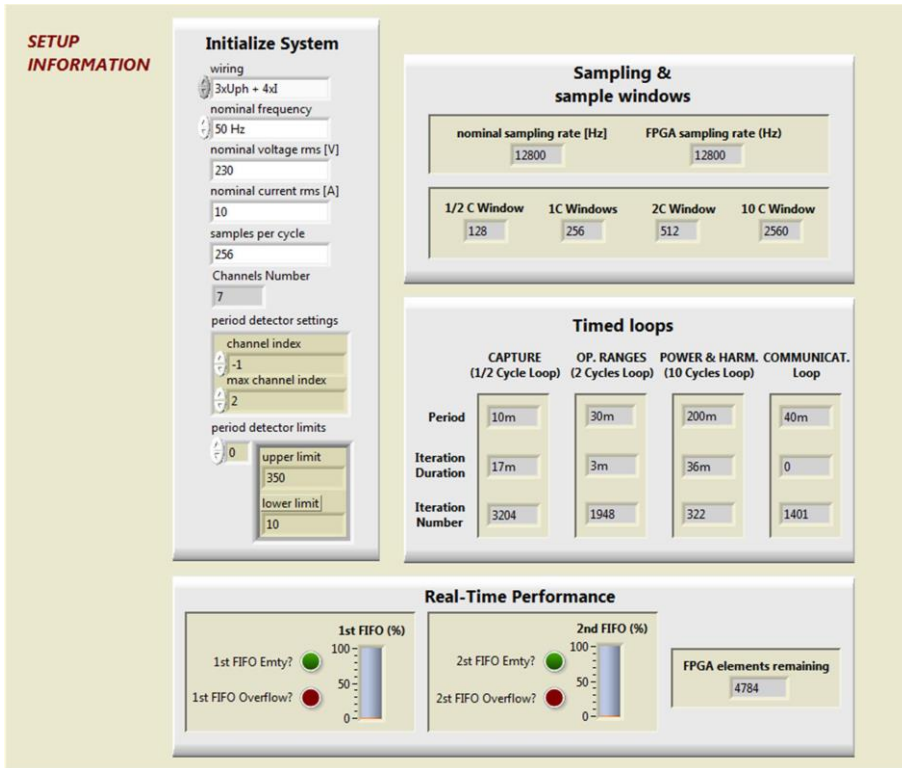


Figura 3.26. Pantalla de configuración del IED

### 3.7.3. Comunicaciones

La gestión de comunicaciones utiliza los recursos de la plataforma cRIO-9024, así como librerías de LabVIEW preparadas a tal efecto. La comunicación con entidades remotas se realiza por medio de cualquiera de los dos puertos Ethernet (con velocidades de 10, 100, y 1000 Mbps) que posee la plataforma. Estos puertos también se utilizan para la programación de la plataforma por medio de un ordenador y para interacción con otros equipos a nivel local (en el mismo emplazamiento). El IED se ha dotado con el módulo NI 9402, que posee 4 canales digitales de E/S de alta velocidad (55 ns de latencia), para permitir su interacción con equipamiento local.

Las comunicaciones que se han implementado en el prototipo se han orientado en el ámbito de la integración con un inversor inteligente, en el marco del Proyecto SIDER (*Smart Inverter for Distributed Energy Resources*) del Plan Nacional de Investigación, como se



detallará más adelante en la sección 4.4. En este marco, el IED tratado en esta tesis aportaba la gestión de la seguridad, calidad de suministro y comunicaciones a un inversor fotovoltaico, para dotarlo de la funcionalidad necesaria en un contexto Smart Grid. En la Figura 3.27 se indican las posibilidades de comunicación del IED con otros sistemas.

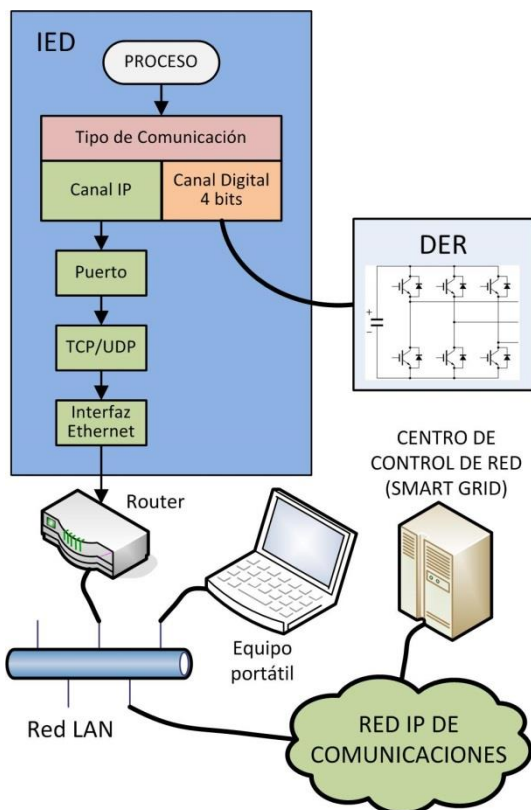


Figura 3.27. Funcionalidad de comunicaciones del IED

El IED está programado tanto para establecer un socket de comunicación IP, como para enviar datos por el canal digital de alta velocidad mediante el módulo NI 9402. La Figura 3.28 muestra los diversos controles e indicadores de la pantalla que gestiona los datos intercambiados con el equipo local y así como la configuración del canal IP. En la parte izquierda de la pantalla podemos habilitar o deshabilitar las comunicaciones del sistema, configurar el canal de comunicación IP, y elegir entre comunicación local (canal digital de 4 bits) o remota (canal IP). En el centro se indican diferentes variables y parámetros intercambiados con el DER. En la derecha se muestra el estado del canal digital, y se puede forzar también el estado de sus bits para pruebas y depuración.

Respecto al lazo crítico temporal que gestiona las comunicaciones, se hicieron diversas pruebas *in situ*, con el equipo DER conectado, para asignar un tiempo de procesamiento. Los resultados más satisfactorios, para la sincronización entre IED y DER, se consiguieron asignando 40 ms de ejecución a este lazo. Nótese que esto no



necesariamente implica un retardo igual a 40 ms en las comunicaciones, sino que el equipo gestiona la recepción y transmisión de datos en este ciclo temporal.

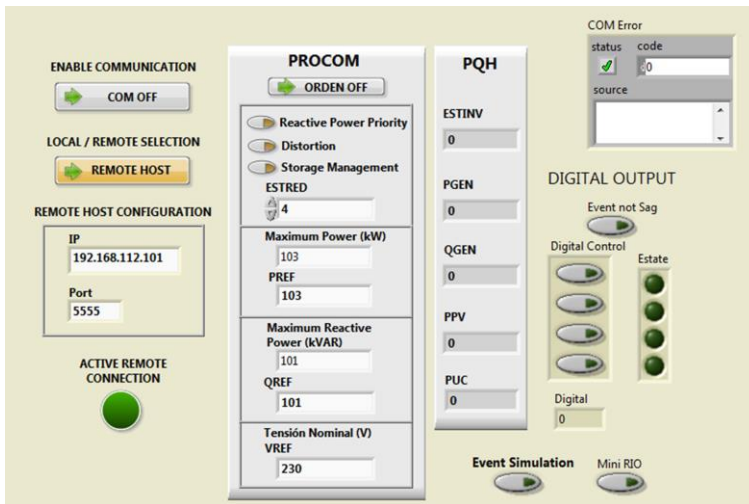


Figura 3.28. Pantalla de gestión de la información intercambiada entre prototipo e inversor (Proyecto SIDER)

### 3.7.4. Registro de datos

Una de las funciones que puede asumir el IED es la de registrador de datos (*datalogger*) de parámetros eléctricos. Para ello el equipo utiliza archivos TDMS, formato introducido por la compañía *National Instruments*, utilizados comúnmente en tests y mediciones para el almacenamiento de datos. El formato de archivo binario TDMS está estructurado de forma que permite el intercambio de datos a alta velocidad. Además dicha estructura contiene la marcación temporal de los datos, lo que lo hace ideal para aplicaciones en el ámbito PQ.

En la Figura 3.29 se aprecia la ventana para gestionar la grabación de estos archivos. Se puede seleccionar la dirección de almacenamiento, el intervalo temporal entre registros de datos, y el tipo de dato que queremos registrar. Por otro lado, la pantalla informa de la activación del sistema para generar ficheros TDMS y de la grabación de los mismos.

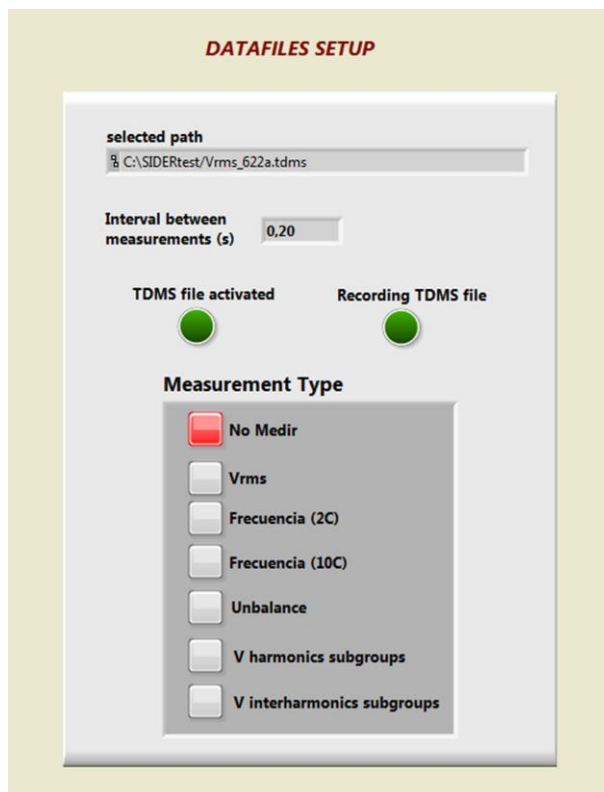


Figura 3.29. Configuración de los ficheros de registro de datos

### 3.7.5. Análisis de CPU

Este subsistema monitoriza la carga de CPU en la plataforma CompacRIO, utilizando una de las utilidades de la librería *real-time* denominada *RT Get CPU*. La información que se refleja está asociada a los distintos tipos de tareas que intervienen en la gestión en tiempo real de la plataforma. En este subsistema se presenta dicha información de forma gráfica y numérica, asignando a cada tipo de tarea un porcentaje de la carga total, como se puede apreciar en la Figura 3.30.

La información que se presenta es la siguiente:

- *Total (%)*: Muestra el uso total de la CPU como un porcentaje de la capacidad máxima de ésta.
- *Time Critical (%)*: Muestra el uso de CPU dedicado a tareas críticas en el tiempo como un porcentaje de la capacidad total de CPU.
- *Timed Structures (%)*: Muestra el uso de la CPU dedicada a las estructuras temporizadas como un porcentaje de la capacidad total de CPU.
- *High (%)*: Muestra el uso de CPU dedicado a tareas de alta prioridad, como porcentaje de la capacidad total de la CPU.

- *Above Normal (%)*: Muestra el uso de CPU dedicado a tareas con prioridad superior a lo normal, como un porcentaje de la capacidad total de CPU.
- *Normal (%)*: Muestra el uso de CPU dedicado a tareas de prioridad normal como un porcentaje de la capacidad total de CPU.
- *Background (%)*: Devuelve el uso de CPU dedicado a tareas prioritarias en segundo plano como un porcentaje de la capacidad total de CPU.
- *Idle (%)*: Devuelve la cantidad de tiempo de CPU inactiva como porcentaje de la capacidad total de la CPU.
- *ISR (%)*: Devuelve el uso de CPU dedicado a rutinas de servicio de interrupción (ISR) como porcentaje de la capacidad total de la CPU.

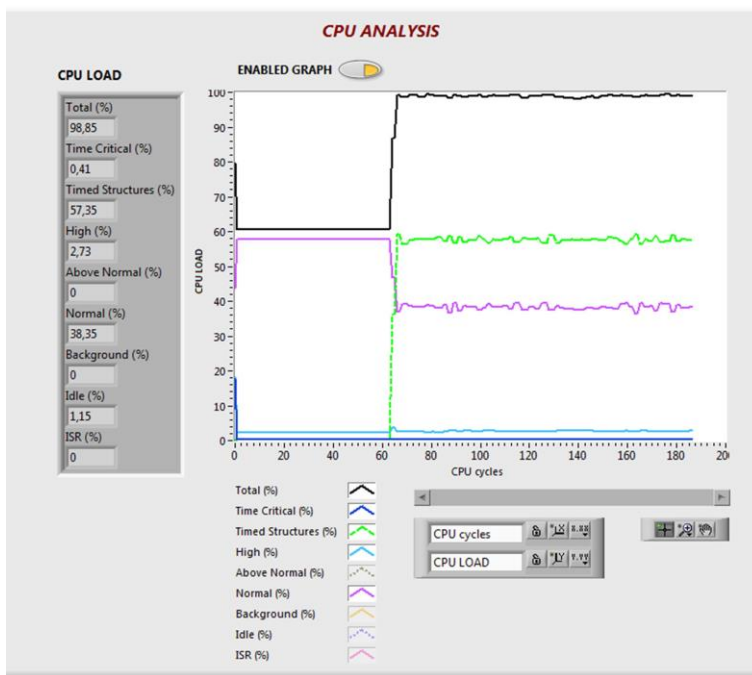


Figura 3.30. Ventana del interfaz de análisis de CPU

### 3.7.6. Modo simulación

El sistema posee un modo de simulación que, durante la programación del IED, se ha utilizado con la finalidad de depurar el código de LabVIEW y chequear los diferentes subsistemas sin necesidad de conectarse a una fuente de alimentación trifásica. Una vez desarrollado el IED, se ha mantenido este subsistema al considerar que puede ser de interés para operaciones de mantenimiento y futuros cambios de código.

Básicamente está orientado a la simulación de eventos y permite caracterizar la señal del evento en los tres canales de tensión y en los cuatro de corriente. También se puede definir la profundidad del evento como porcentaje de la tensión nominal, y el número de ciclos que debe mantenerse el evento. Apoyan la pantalla de presentación de este

subsistema (Figura 3.31) una serie de gráficas con la forma del evento definido en 1, 2 y 10 ciclos.

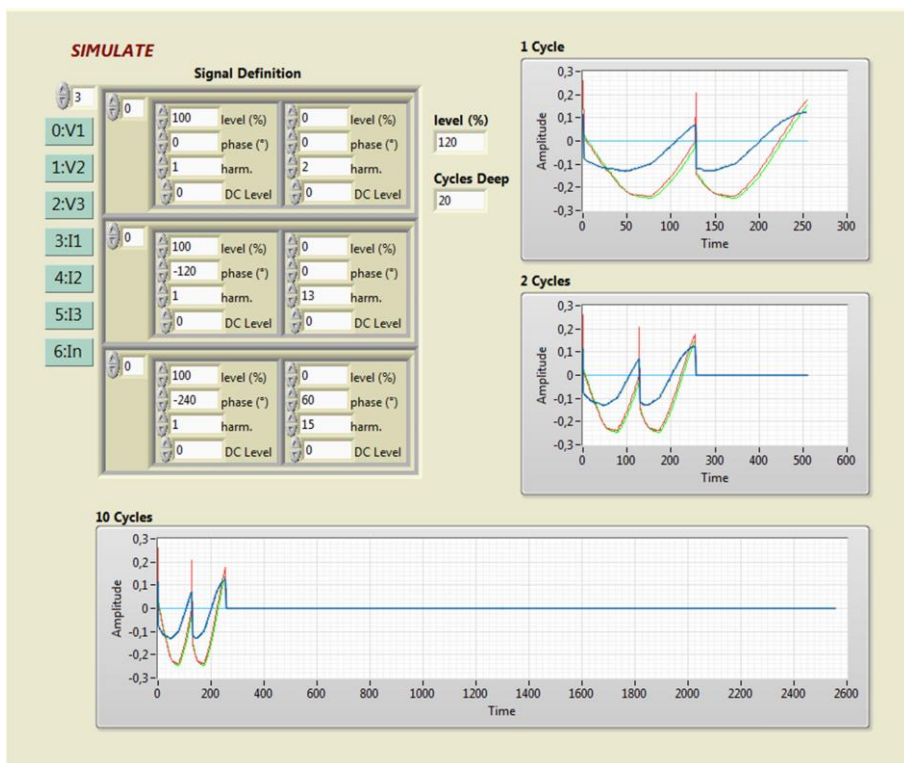


Figura 3.31. Pantalla de modo simulación para generar eventos.



# 4 Resultados y Discusión

Se describe aquí la metodología experimental utilizada en los ensayos realizados al prototipo IED. Se exponen y se discuten los resultados de los ensayos de validación del prototipo, tanto para calidad de las medidas de parámetros eléctricos como en la respuesta temporal de los subsistemas de protección. El capítulo finaliza exponiendo la experiencia de integración del prototipo en un inversor fotovoltaico, para dotarlo de funciones de protección y calidad de suministro.

## 4.1. Introducción sobre los ensayos experimentales

En este capítulo se trata la metodología experimental utilizada, se exponen los resultados más destacados de estos ensayos experimentales y se discutirán sus resultados.

El equipo presentado en esta tesis se ha concretado en un prototipo que ha sido sometido a diferentes pruebas para su validación. Estas pruebas se han enfocado en dos direcciones:

- Confirmar la calidad de la monitorización y las medidas de parámetros, según la normativa al efecto. El planteamiento desde el principio de la investigación fue desarrollar un equipo de alta calidad desde el punto de vista de instrumentación, y estos ensayos persiguen justificar que dicha calidad es de Clase A.
- Comprobar que los retardos entre los eventos críticos y la generación de las pertinentes señales de alarma, están dentro de los márgenes que indica la normativa.

El sistema también se ha integrado de forma real en un inversor, con objeto de dotarlo de mayor funcionalidad e inteligencia, dentro del marco del proyecto *SIDER* (*Smart Inverter for Distributed Energy Resources*), promovido como proyecto nacional de investigación por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España, donde se confirmó de forma experimental, su buen funcionamiento y su versatilidad en la integración con otros sistemas electrónicos. El capítulo finaliza comentando la experiencia de este proyecto.

## 4.2. Pruebas de calidad para medidas de parámetros eléctricos

Para la evaluación de la calidad de las mediciones de parámetros efectuadas por el IED desarrollado tenemos como referencia la norma IEC 61000-4-30, que define la metodología de medida de los parámetros de calidad de suministro en los sistemas eléctricos de 50 y 60 Hz. Sin embargo IEC 61000-4-30 hace referencia a otra norma, la IEC 62586-2, para indicar el protocolo de pruebas que un sistema debe superar para ser considerado de clase A o de clase S [139]. Estas normas asocian la calidad de las medidas con el nivel de incertidumbre de las mismas.

La aplicación de este protocolo de pruebas que contempla la IEC 62586-2 exige recursos materiales muy exigentes, sobre todo para la medida de los equipos de clase A. En nuestro caso hemos seguido lo más fielmente posible los principales protocolos de esta norma teniendo en cuenta las limitaciones de recursos de nuestro laboratorio, fundamentalmente en la fuente trifásica, dado que su salida máxima está limitada a 300 V. De hecho se ha intentado adaptar el punto de test que indica el estándar en la medida de tensión a 150% del valor nominal (345 V), y reducirlo al 130% (300 V), sin embargo esta circunstancia también ha causado problemas de pérdida de linealidad, que se manifiestan en el espectro armónico de salida de la fuente, debido a forzar los límites de operación de la misma.

Con estas restricciones de recursos, el objeto de estas pruebas no es reproducir fielmente todo el amplio protocolo de pruebas de clase A, sino demostrar que el IED desarrollado es un firme candidato a superar una certificación rigurosa como equipo de clase A. Para ello se ha calculado la incertidumbre de las medidas efectuadas, en distintos puntos de trabajo y también con las magnitudes de influencia señaladas en la norma. En este documento presentamos los resultados más relevantes de las pruebas de clase A, sin embargo el protocolo de pruebas al que ha sido sometido el IED ha incluido también las pruebas de clase S, aunque dada su menor relevancia no haremos referencia a ellas en este documento.

### 4.2.1. Contexto de las pruebas de calidad para medidas

Para las pruebas con el prototipo se ha utilizado una fuente trifásica *AC Power Source 3001 iX* de *California Instruments*. Y como instrumentos para contrastar las medidas se han utilizado un analizador de red eléctrica *Fluke 430 II*, un multímetro *Agilent 34401A* de 6 ½ dígitos, y un osciloscopio-registrador *Yokogawa DL850E*. En los casos en que ha sido necesario utilizar alguna señal de sincronización externa, se ha utilizado el generador de formas de onda *Tektronics AFG 3102*. En la Figura 4.1 se puede apreciar una imagen tomada durante las pruebas.

La metodología utilizada se ha basado en el análisis de *estadísticos de tendencia central (media, mediana y moda)* y de *dispersión (rango, rango intercuartil, desviación media absoluta, desviación típica y varianza)*, aplicados a las series de datos de mediciones experimentales obtenidas con el prototipo, con objeto de sacar conclusiones sobre la incertidumbre asociada al IED. En este análisis se han utilizado también herramientas estadísticas gráficas como *histogramas* y *diagramas de caja (boxplots)*, y también se han calculado las curvas de las *funciones de densidad de probabilidad (fdp)* de las series utilizando *estimación no paramétrica* basada en núcleo [140]. Los resultados de incertidumbre de las pruebas están referidos a una distribución gaussiana normal, con *factor de cobertura*,  $k=2$ , y un *nivel de confianza*,  $p=95\%$ .

En todos los ensayos se ha considerado una tensión nominal de referencia de 230 V. Las series de datos de medida con el prototipo se han construido con un periodo de observación de 5 minutos y tomando muestras cada 200 ms.

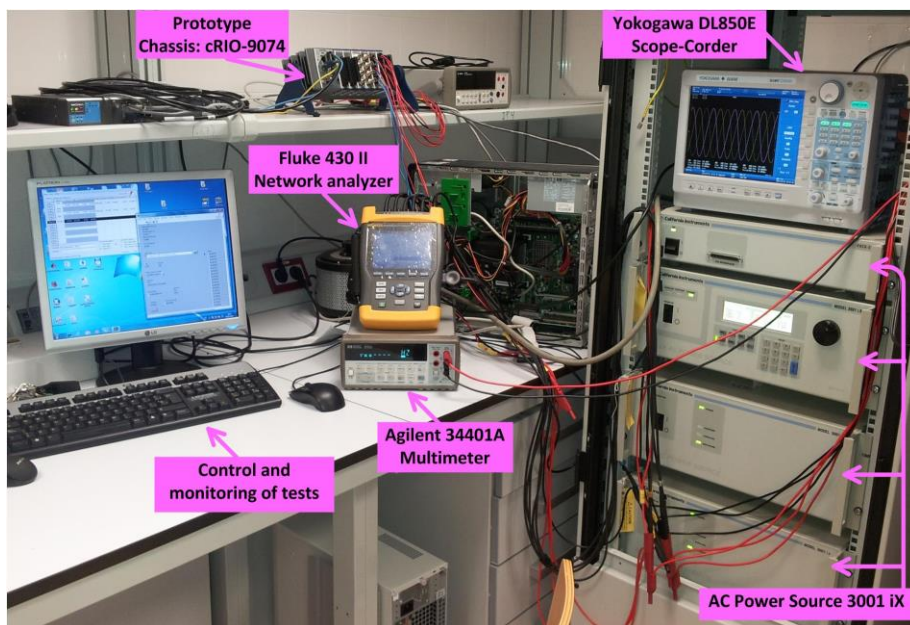


Figura 4.1. Contexto y equipamiento de las pruebas de calidad en medidas



### 4.2.2. Pruebas para medidas de frecuencia

#### 4.2.2.1. Resultados

En la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 se puede ver un resumen de las pruebas efectuadas para calcular la incertidumbre en las medidas de frecuencia y los resultados obtenidos. En la Figura 4.2 y Figura 4.3 se muestran los resultados de estas pruebas.

Tabla 4.1. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de frecuencia

Objetivo del test	Puntos de test	Condiciones complement.	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%)		
				L1	L2	L3
Calcular la incertidumbre para las medidas de frecuencia	P1: 42.5 Hz	no aplicable	No exceder la máxima incertidumbre para medidas de frecuencia: ± 10 mHz	±1.8621E-04 Hz	±1.7064E-04 Hz	±1.8643E-04 Hz
	P2: 50.05 Hz			±5.6035E-05 Hz	±5.2149E-05 Hz	±5.7067E-05 Hz
	P3: 57.50 Hz			±1.4151E-04 Hz	±1.4753E-04 Hz	±1.4608E-04 Hz

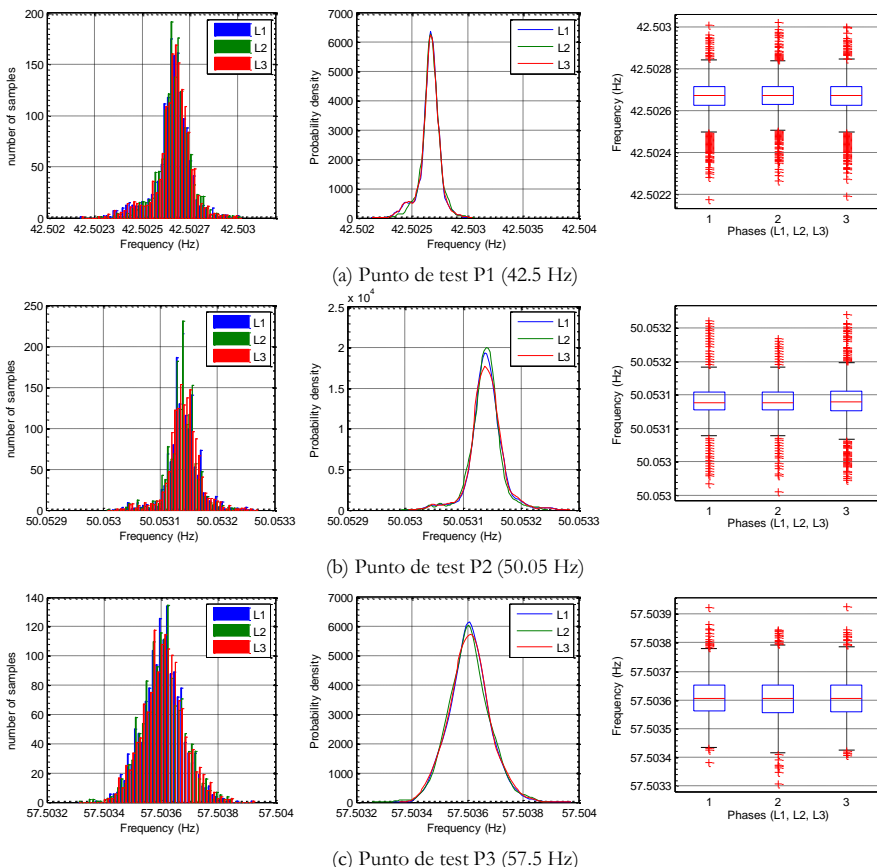
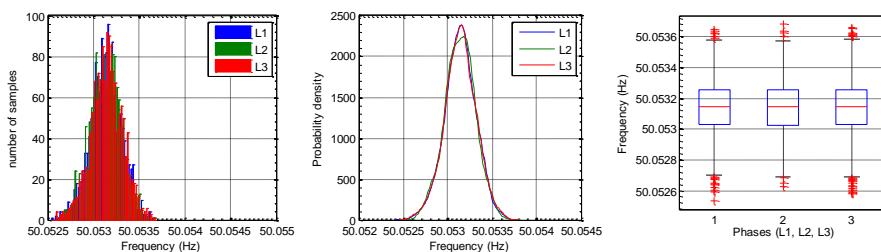


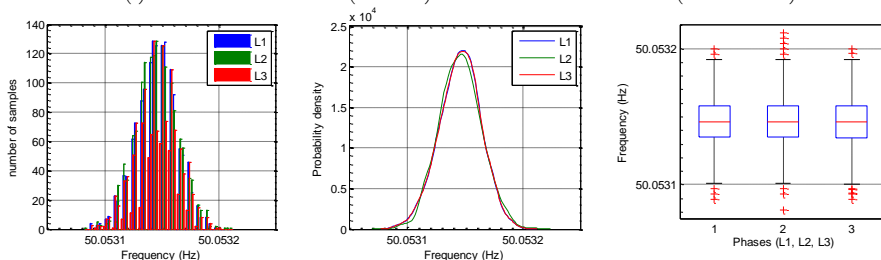
Figura 4.2. Resultado de las pruebas de incertidumbre en medidas de frecuencia

**Tabla 4.2. Resumen de las pruebas de influencia sobre la incertidumbre en medidas de frecuencia**

Objetivo del test	Puntos de test	Condiciones complement.	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%)		
				L1	L2	L3
Medir la influencia de la tensión	P2: 50.05 Hz	S1: 10% V <sub>nom</sub>	No exceder la máxima	±3.4629E-04 Hz	±3.4019E-04 Hz	±3.5212E-04 Hz
Medir la influencia de los armónicos de tensión		S1 para armónicos	para medidas de frecuencia: ± 10 mHz	±3.5889E-05 Hz	±3.6211E-05 Hz	±3.5876E-05 Hz



(a) Influencia de la tensión (S1: 23 V) en las medidas de frecuencia (P2: 50.05 Hz)



(b) Influencia de los armónicos de tensión (S1) en las medidas de frecuencia (P2: 50.05 Hz)

**Figura 4.3. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de frecuencia**

**4.2.2.2. Discusión**

La Figura 4.2 y Figura 4.3 muestran el comportamiento estadístico de las medidas para las pruebas de incertidumbre en frecuencia. En ellas se puede apreciar una excelente calidad en las medidas, con niveles de dispersión muy bajos en las series de datos, lo que está asociado con una incertidumbre muy baja en las medidas, con valores por debajo de ±0.4 mHz, muy por debajo del límite de ±10 mHz requerido por el estándar IEC 62586-2.

### 4.2.3. Pruebas para medidas de tensión

#### 4.2.3.1. Resultados

En la Tabla 4.3 y Tabla 4.4 se puede ver un resumen de las pruebas efectuadas para calcular la incertidumbre en las medidas de tensión y los resultados obtenidos. En la Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestran los resultados de estas pruebas

Tabla 4.3. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de tensión

Objetivo del test	Puntos de test	Condiciones complement.	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%)		
				L1	L2	L3
Calcular la incertidumbre para las medidas de tensión	P1: 10% $V_{nom}$	no aplicable	No exceder la máxima	$\pm 4.4858E-03$ V	$\pm 4.6566E-03$ V	$\pm 4.9194E-03$ V
	P3: 80% $V_{nom}$		incertidumbre para medidas de tensión:	$\pm 1.5285E-02$ V	$\pm 1.5286E-02$ V	$\pm 1.5205E-02$ V
	130% $V_{nom}$ <sup>1</sup>		$\pm 0,1\% V_{ref}$ ( $\pm 0,23$ V)	$\pm 2.4348E-02$ V	$\pm 2.5275E-02$ V	$\pm 2.4861E-02$ V

<sup>1</sup> Punto de test fuera de la norma IEC 62586-2 debido a la limitación máxima de salida de la fuente

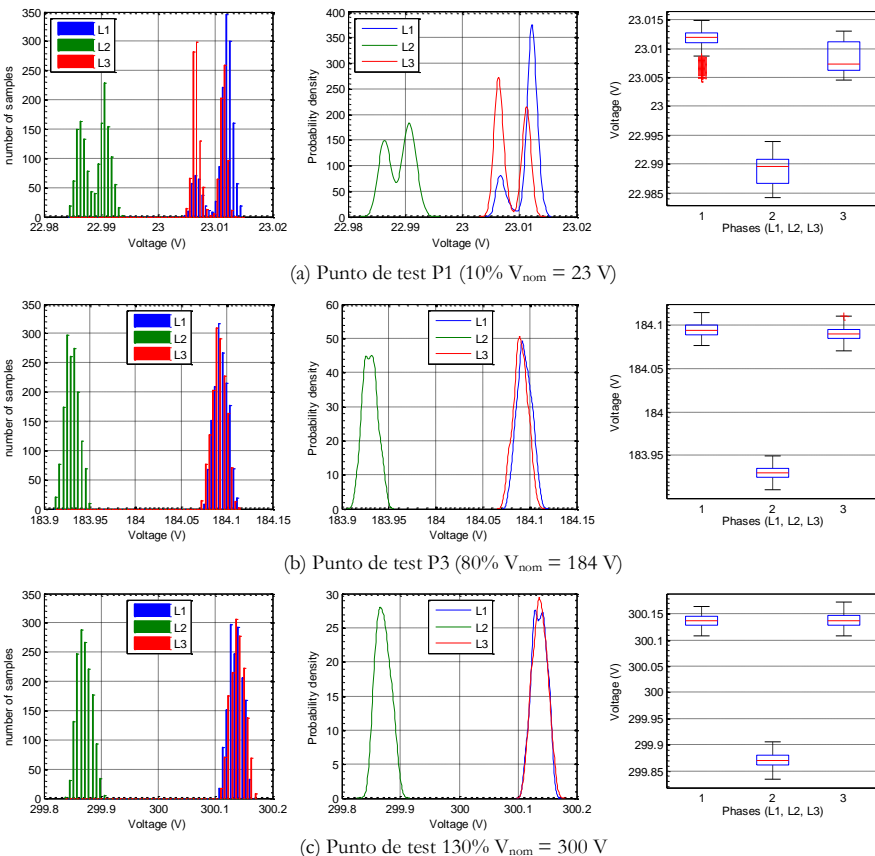
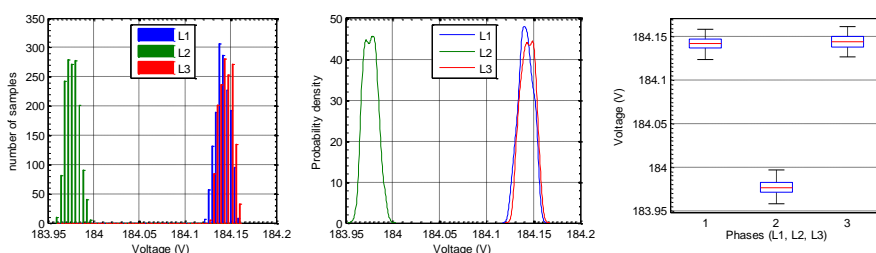


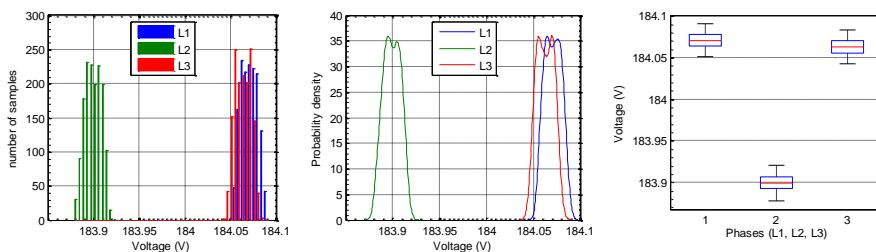
Figura 4.4. Resultado de las pruebas de incertidumbre en medidas de tensión

**Tabla 4.4. Resumen de las pruebas de influencia sobre la incertidumbre en medidas de tensión**

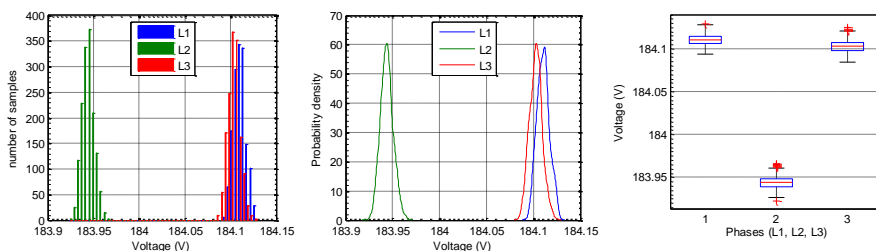
Objetivo del test	Puntos de test	Condiciones complement.	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%)		
				L1	L2	L3
Medir la influencia de la frecuencia	P3: 80% V <sub>nom</sub>	S1: 42.5 Hz	No exceder la máxima incertidumbre para medidas de tensión: ± 0,1% V <sub>ref</sub> (± 0,23 V)	±1.4974E-02	±1.4412E-02	±1.4427E-02
		S3: 55.75 Hz		V	V	V
Medir la influencia de los armónicos de tensión	S1 para armónicos	S1 para armónicos		±1.7325E-02	±1.7913E-02	±1.7472E-02
				V	V	V
				±1.3195E-02	±1.3470E-02	±1.3469E-02
				V	V	V



(a) Influencia de la frecuencia (S1: 42.5 Hz) en las medidas de tensión (P3: 184 V)



(b) Influencia de la frecuencia (S3: 55.75 Hz) en las medidas de tensión (P3: 184 V)



(c) Influencia de los armónicos de tensión (S1) en las medidas de tensión (P3: 184 V)

**Figura 4.5. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de tensión**

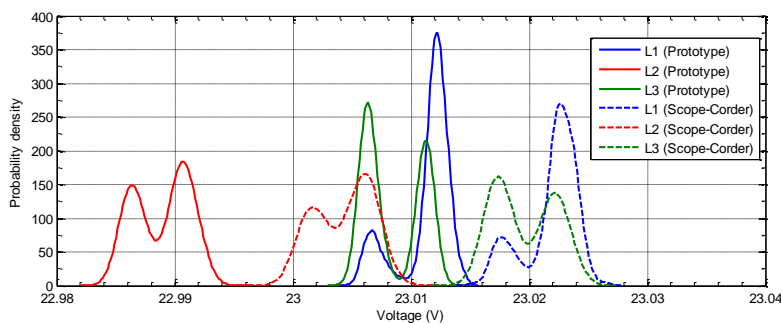
**4.2.3.2. Discusión**

En este caso también el resultado en las pruebas de incertidumbre en tensión confirma una calidad de medida de clase A, encontrando que para los diferentes puntos de

trabajo, así como para las medidas con magnitudes de influencia, los valores de incertidumbre están por debajo de  $\pm 100$  mV, lo que representa una incertidumbre mucho mejor que los  $\pm 230$  mV correspondientes al 0.1% de la tensión de referencia que plantea la norma.

La Figura 4.4 y Figura 4.5 muestran los resultados estadísticos de las medidas de tensión en los puntos de test. En estas gráficas se puede observar dos características que se explican a continuación. En primer lugar, en los histogramas, y de forma mucho más clara en las funciones de densidad de probabilidad, de las distribuciones estadísticas de las series de datos obtenidos en las medidas, se muestra un comportamiento *bimodal*. Esta característica se vuelve más acentuada a medida que los puntos de medida se alejan del valor nominal de la tensión (230 V), y también cuando se introducen las magnitudes de influencia (variando la frecuencia o introduciendo armónicos de tensión en la señal bajo estudio). La segunda característica que puede identificarse claramente es una desviación en los valores centrales en las tres fases.

Ambas características pueden ser observadas también en las medidas tomadas con el resto de instrumentos de apoyo usados en las pruebas. Por tanto, se puede concluir que la causa de este comportamiento no tiene su origen en el prototipo objeto de este estudio. En la Figura 4.6 se pueden comparar las funciones de densidad de probabilidad de las series de datos en las tres fases, medidas en el punto de test P1 ( $10\% V_{nom} = 23$  V), con el prototipo y con el registrador Yokogawa DL850E ScopeCorder. Esta comparación corrobora, en ambos instrumentos, la existencia tanto de una desviación en los valores centrales de las tensiones de las tres fases, como de un comportamiento de las funciones de densidad que denotan distribuciones estadísticas bimodales. En relación a este comportamiento, la conclusión apunta al elemento común de la cadena de medida, la fuente programable trifásica, como origen. En este caso, los datos que aparecen en el manual de operación de la fuente AC iX 3001, indican que estos efectos son compatibles con la resolución de tensión de salida de la fuente que proporciona el fabricante.



**Figura 4.6.** Comparación entre las fdp de las series de datos medidas en P1 ( $10\% V_{nom}=23$  V) con el prototipo y el registrador Yokogawa DL850E

### 4.2.4. Pruebas para medidas de desequilibrio entre fases

#### 4.2.4.1. Resultados

La Tabla 4.5 presenta un resumen de las pruebas efectuadas para calcular la incertidumbre en las medidas de desequilibrio y los resultados obtenidos. En la Figura 4.7 se muestran los resultados de estas pruebas

**Tabla 4.5. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de desequilibrio**

Objetivo del test	Puntos de test	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%)	
			U2 (sec. negativa)	U0 (sec. cero)
Comprobar la precisión para las medidas de desequilibrio	Ch1 (L1 a N) a 100% de V <sub>ref</sub> : 230 V	Comprobar si:		
	Ch2 (L2 a N) a 100% de V <sub>ref</sub> : 230 V	0 % V <sub>ref</sub> (0V)	0,36801034 ±	0,41777436
	Ch3 (L3 a N) a 100% de V <sub>ref</sub> : 230 V	< U0, U2 < 0,15 % V <sub>ref</sub> (0,345V)	5,6375E-03 V	± 5,6249E-03 V
	Ch1 (L1 a N) a 73% de V <sub>ref</sub> : 167,9 V	Comprobar si:		
	Ch2 (L2 a N) a 80% de V <sub>ref</sub> : 184 V	4,9 % V <sub>ref</sub> (11,27V)	5,20254438	4,87372421
	Ch3 (L3 a N) a 87% de V <sub>ref</sub> : 200,1 V	< U0, U2 < 5,2 % V <sub>ref</sub> (11,96V)	± 4,8914E-03 V	± 5,2609E-03 V
	Ch1 (L1 a N) a 152% de V <sub>ref</sub> : 349,6 V <sup>(1)</sup>			
	Ch1 (L1 a N) a 130% de V <sub>ref</sub> : 300 V <sup>(2)</sup>	Comprobar si:		
	Ch2 (L2 a N) a 140% de V <sub>ref</sub> : 322 V <sup>(1)</sup>	4,8 % V <sub>ref</sub> (11,04V)	5,67794695	6,09023480
	Ch2 (L2 a N) a 130% de V <sub>ref</sub> : 300 V <sup>(2)</sup>	< U0, U2 < 5,1 % V <sub>ref</sub> (11,73V)	± 4,7211E-03 V	± 4,7197E-03 V
	Ch3 (L3 a N) a 128% de V <sub>ref</sub> : 294,4 V			
	Comprobar la precisión para las medidas de desequilibrio con desplazamiento de fase en un sistema a 4 hilos	Ch1 (L1 a N) a 100% de V <sub>ref</sub> (0°): 230 V(0°)	Comprobar si:	
Ch2 (L2 a N) a 90% de V <sub>ref</sub> (-122°): 207 V (-122°)		U0 = 2,47% V <sub>ref</sub> ±0,15% V <sub>ref</sub> = 5,681 ±0,345 (V)	2,16703457	4,97644288
Ch3 (L3 a N) a 100% de V <sub>ref</sub> (+118 °): 230 V (+118 °)		U2 = 4,52% V <sub>ref</sub> ±0,15% V <sub>ref</sub> = 10,396±0,345(V)	± 4,4182E-03 V	± 4,4566E-03 V

<sup>(1)</sup> Punto de medida de acuerdo a la norma IEC 62586-2.

<sup>(2)</sup> Punto de medida de máxima tensión por limitación de la fuente.

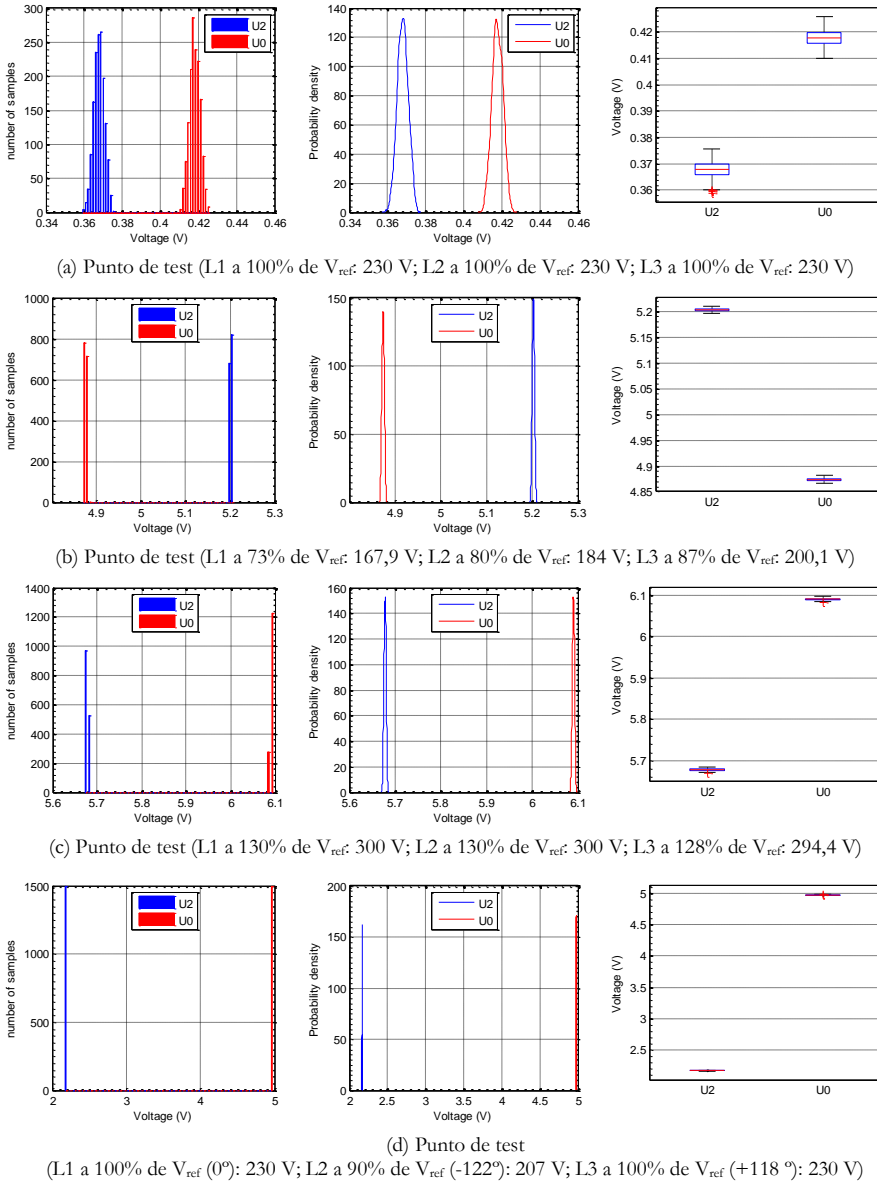


Figura 4.7. Resultado de las pruebas de incertidumbre en medidas de desequilibrio

#### 4.2.4.2. Discusión

Debido al offset de tensión generado en la fuente trifásica, la magnitud de las medidas de desequilibrio presentan errores y no son concluyentes para las pruebas de clase A.

Sin embargo, aunque los valores de desequilibrio no sean correctos, es interesante observar que la incertidumbre en las medidas de desequilibrio, las cuales están por debajo de 5.7 mV en todas las pruebas, muy por debajo de las incertidumbres que se

consideran en la norma. Esta última consideración, pese a la falta de validez de la prueba por el desequilibrio que genera la fuente, aporta una idea de la calidad de la medida del prototipo en la línea de pruebas anteriores.



## 4.2.5. Pruebas para medidas de armónicos de tensión

### 4.2.5.1. Resultados

En la Tabla 4.6 se muestra un resumen de las pruebas realizadas para calcular la incertidumbre en las medidas de desequilibrio y los resultados obtenidos. En la Figura 4.8, Figura 4.9, Figura 4.10 y Figura 4.11 se reflejan los resultados de estas pruebas.

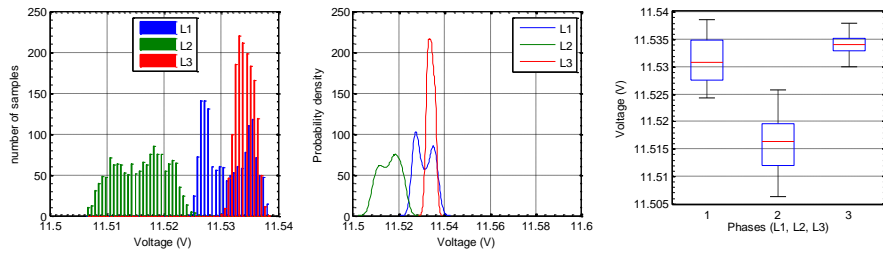
**Tabla 4.6. Resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de armónicos de tensión**

Objetivo del test	Puntos de test	Condiciones complement.	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%)		
				L1	L2	L3
Comprobar la incertidumbre en medidas de un único armónico par	C.R.1 + P1: 2°H: 100 Hz 5% V <sub>nom</sub> : 11,5 V	--		3,4300E-03 V	3,8605E-03 V	1,2735E-03 V
Comprobar la incertidumbre en medidas de un único armónico impar	C.R. + P2: 3°H: 150 Hz 10% V <sub>nom</sub> : 23 V			1,2958E-03 V	4,2875E-03 V	2,1524E-03 V
Comprobar la incertidumbre en medidas de un único armónico alto	C.R. + P3: 50°H: 2500 Hz 1% V <sub>nom</sub> : 2,3 V		No sobrepasar la máxima incertidumbre especificada en IEC 61000-4-7	8,3164E-04 V	1,0013E-03 V	5,7320E-04 V
Comprobar la incertidumbre en medidas de armónicos en bajo nivel	C.R. + P4: 2-50°H: 100 - 2500 Hz 10% niveles Clase 3 de IEC 61000-2-4			< 1,81E-02 V	1,78E-02 V	1,80E-02 V
Comprobar la incertidumbre en medidas de armónico en alto nivel	C.R. + P5: 2-50°H: 100 - 2500 Hz 200% niveles Clase 3 de IEC 61000-2-4			--	--	--
Comprobar la influencia de la frecuencia en las medidas de armónicos de tensión	P1: 2°H: 85 Hz 5% V <sub>nom</sub> : 11,5 V	S1 <sup>(2)</sup> para frecuencia: 42,5 Hz		1,4621E-03 V	1,8602E-03 V	1,3750E-03 V
	P3: 50°H: 2787,5 Hz 1% V <sub>nom</sub> : 2,3 V	S3 <sup>(2)</sup> para frecuencia: 55,75 Hz S1 <sup>(2)</sup> para tensión : 10% V <sub>nom</sub> : 23 V	No sobrepasar la máxima incertidumbre especificada en IEC 61000-4-7, para todos los armónicos hasta el 50°	4,9917E-04 V	1,3870E-03 V	6,3741E-04 V
Comprobar la influencia de la tensión en las medidas de armónicos de tensión	P2: 3°H: 150 Hz 10% V <sub>nom</sub> : 23 V	S3 <sup>(2)</sup> para tensión: 200% V <sub>nom</sub> : 460 V 130% V <sub>nom</sub> <sup>(3)</sup> : 300 V		1,2801E-03 V	2,3663E-03 V	2,4311E-03 V
				5,6012E-03 V	1,5584E-02 V	7,7782E-03 V

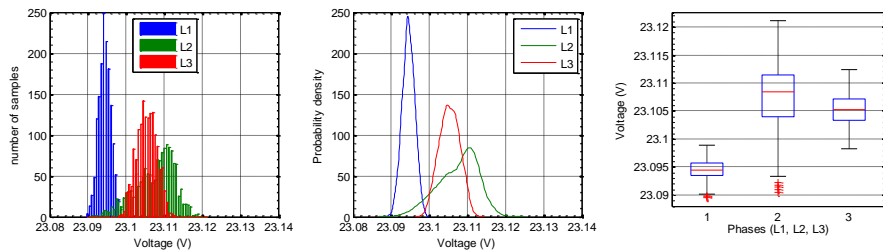
<sup>(1)</sup> C.R.: Condiciones de referencia

<sup>(2)</sup> Punto de medida para magnitudes de influencia según norma IEC 62586-2.

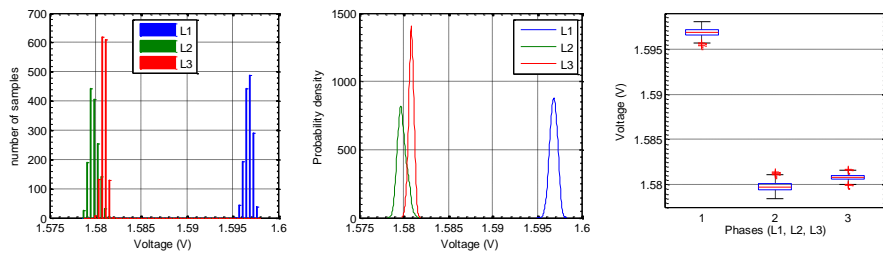
<sup>(3)</sup> Punto de medida de máxima tensión por limitación de la fuente.



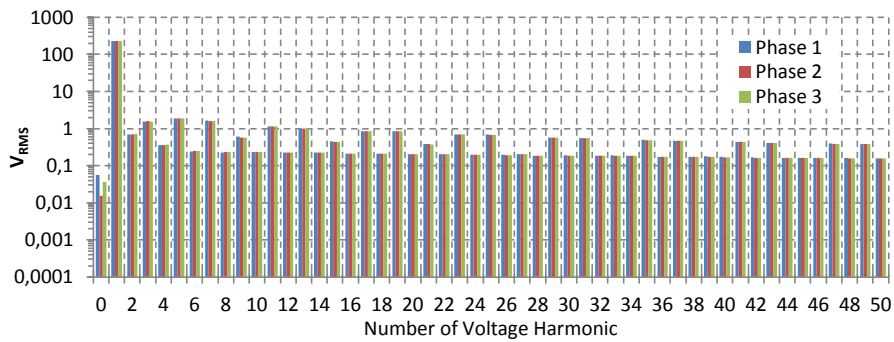
(a) Punto de test (C.R. + 2°H: 100 Hz, 5%  $V_{nom}$ : 11,5 V)



(b) Punto de test (C.R. + P2: 3°H: 150 Hz, 10%  $V_{nom}$ : 23 V)

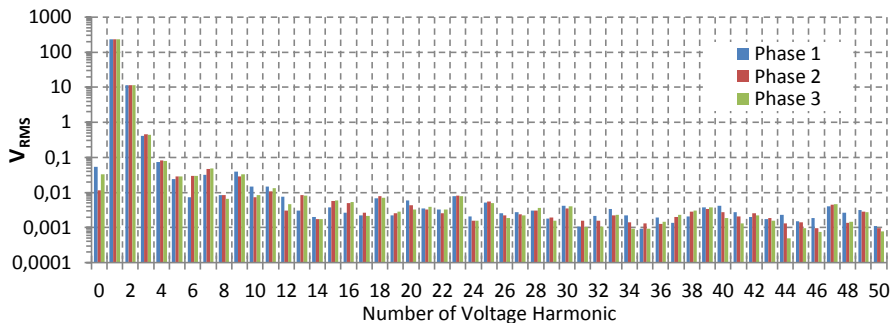


(c) Punto de test (C.R. + P3: 50°H: 2500 Hz, 1%  $V_{nom}$ : 2,3 V)

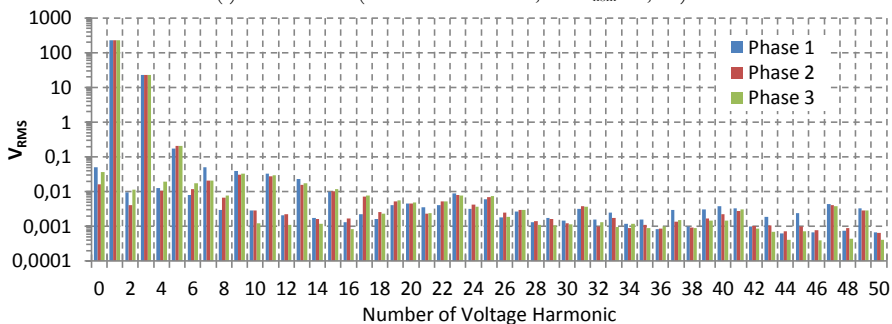


(d) Punto de test (C.R. + P4: 2-50°H: 100 - 2500 Hz, 10% niveles Clase 3 de IEC 61000-2-4)

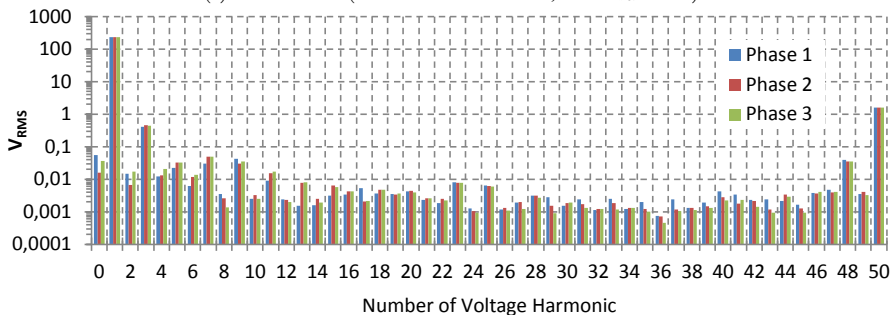
Figura 4.8. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (análisis estadístico)



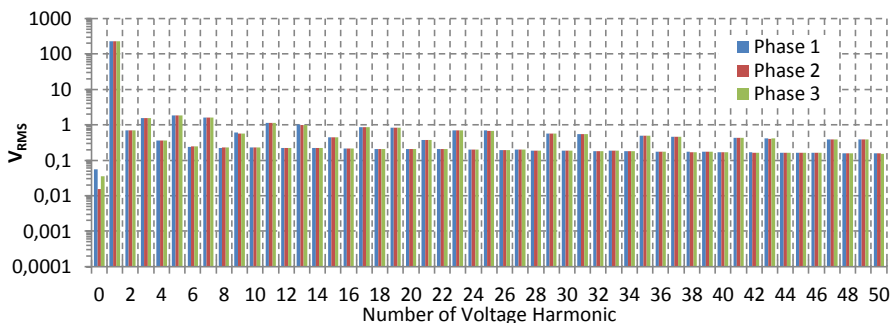
(a) Punto de test (C.R.1 + 2°H: 100 Hz, 5%  $V_{nom}$ : 11,5 V)



(b) Punto de test (C.R. + P2: 3°H: 150 Hz, 10%  $V_{nom}$ : 23 V)

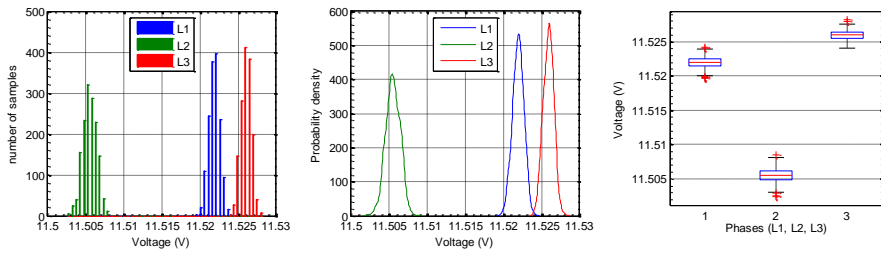


(c) Punto de test (C.R. + P3: 50°H: 2500 Hz, 1%  $V_{nom}$ : 2,3 V)

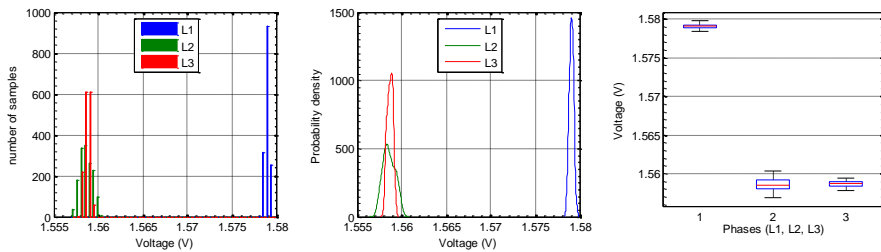


(d) Punto de test (C.R. + P4: 2-50°H: 100 - 2500 Hz, 10% niveles Clase 3 de IEC 61000-2-4)

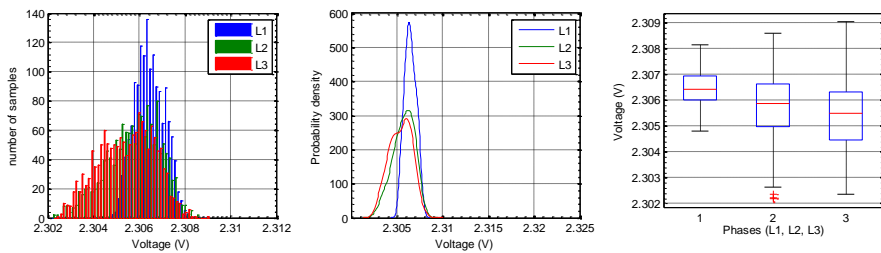
**Figura 4.9. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (espectros armónicos)**



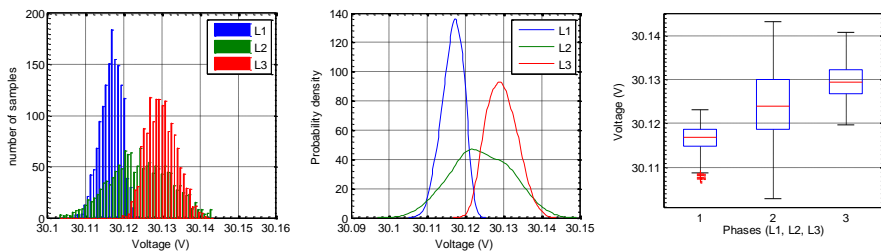
(a) Punto de test (P1: 2ºH: 85 Hz, 5% Vnom: 11,5 V + S1 para frecuencia: 42,5 Hz)



(b) Punto de test (P3: 5ºH: 2787,5 Hz, 1% Vnom: 2,3 V + S3 para frecuencia: 55,75 Hz)



(c) Punto de test (P2: 3ºH: 150 Hz, 10% Vnom: 23 V + S1 para tensión: 10% Vnom: 23 V)



(d) Punto de test (P2: 3ºH: 150 Hz, 10% Vnom: 23 V + 130% Vnom: 300 V)

**Figura 4.10. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (análisis estadístico)**

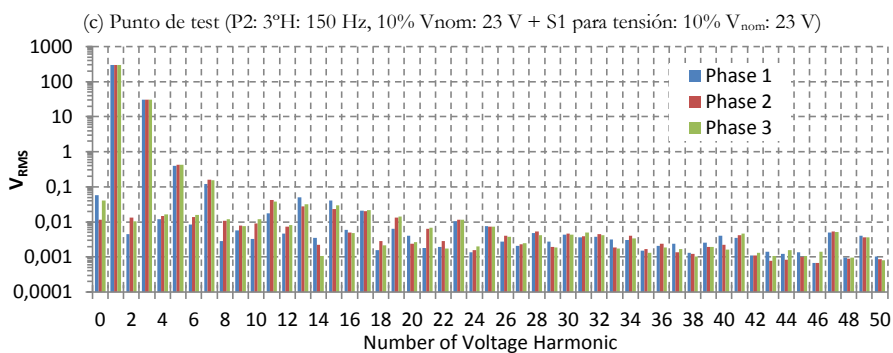
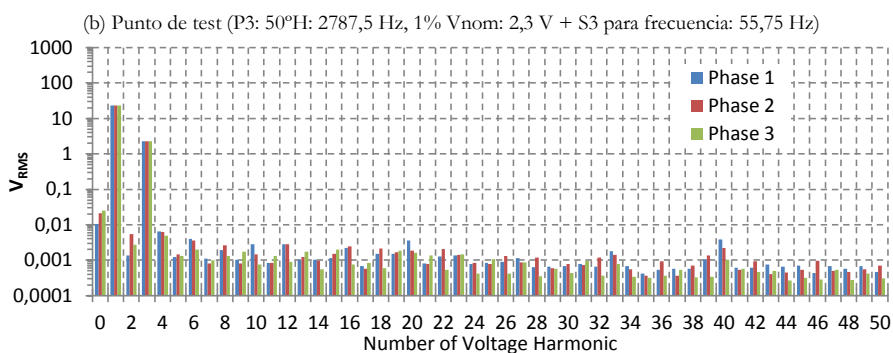
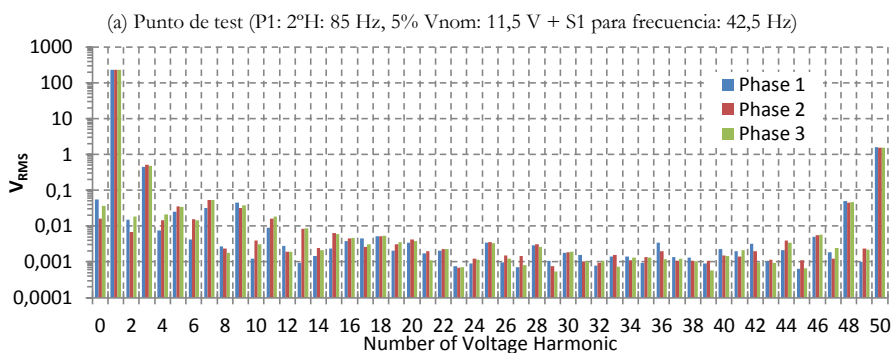
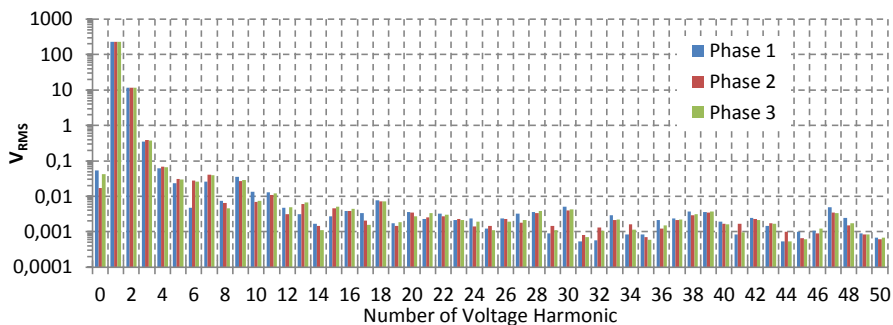
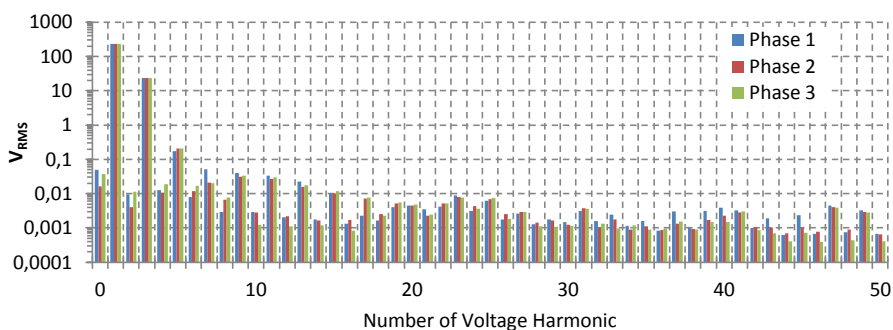


Figura 4.11. Resultado de las pruebas de magnitudes de influencia sobre la incertidumbre en medidas de armónicos de tensión (espectros armónicos)

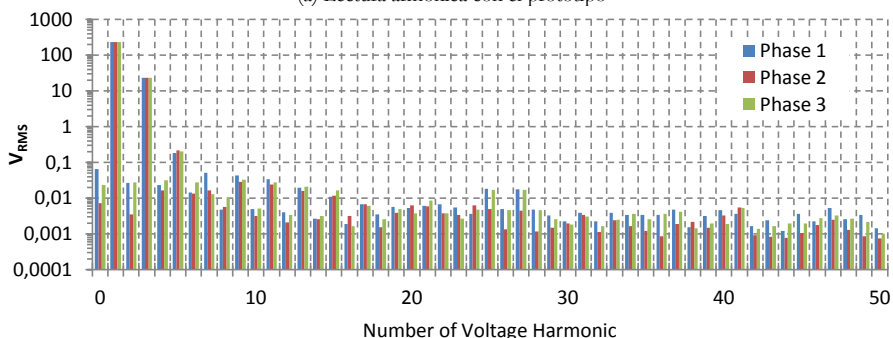
**4.2.5.2. Discusión**

En general, salvo un problema debido a la fuente en la prueba de armónicos a alto nivel, que impidió llevar a cabo la prueba, el resto de los ensayos se pudo realizar. Todas las medidas de incertidumbre de las series de datos presentaron valores por debajo de los requisitos de especificados en IEC 61000-4-7 (5% respecto al valor de tensión eficaz del armónico y 0.05% respecto de la tensión nominal). Sin embargo se aprecia que en las pruebas donde la fuente está cerca del máximo de salida y en aquellas con armónicos elevados, algunos valores centrales presentan desviaciones significativas. Este comportamiento se pudo detectar tanto con el prototipo como con el analizador de red.

En la prueba de armónicos en alto nivel (punto P5) nos encontramos con el problema de que la fuente utilizada no admite una generación del 200% de los niveles Clase 3 de IEC 61000-2-4. Aun así se intentó realizar el ensayo forzando la fuente con los máximos niveles de armónicos que era capaz de generar, sin embargo se detectó un comportamiento inestable de los niveles de generación junto a un significativo comportamiento no lineal. Este comportamiento pudo detectarse tanto con el prototipo como con el analizador de red Fluke 434-II, dando en ambos lecturas muy inestables, por lo que los resultados de esta prueba fueron descartados.



(a) Lectura armónica con el prototipo

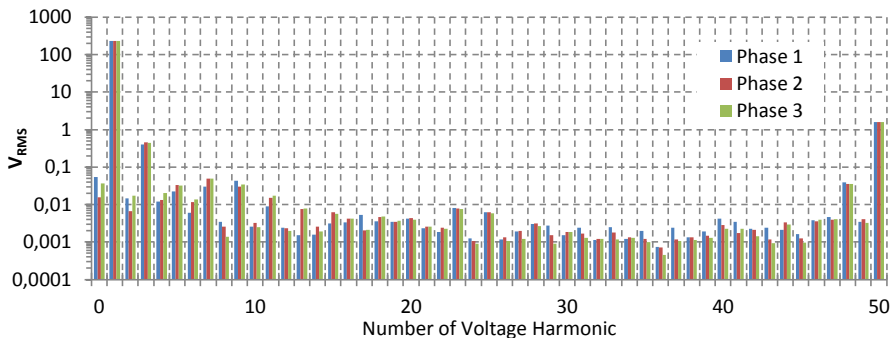


(a) Lectura armónica con el analizador de red

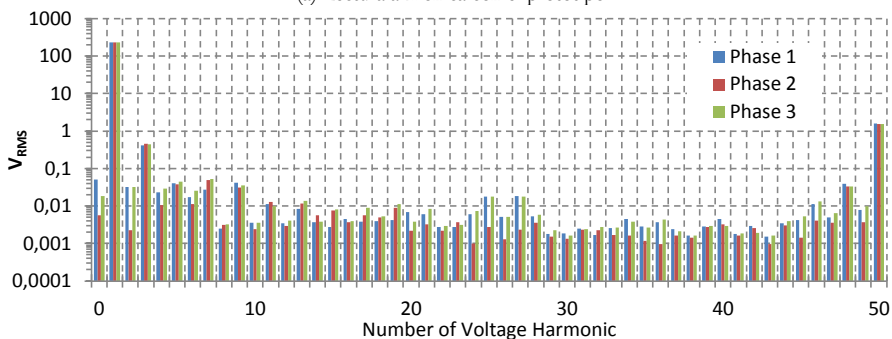
**Figura 4.12. Comparación de las lecturas armónicas realizadas con el prototipo y con el analizador de red Fluke 434-II, en el punto P2 (150 Hz, 10%  $V_{nom}$ )**

Comparando los resultados de las medidas del prototipo con el analizador Fluke 434-II, se pudo observar una mayor estabilidad con nuestro prototipo en las lecturas del espectro armónico en las tres fases. Este hecho se puede constatar en las

figuras siguientes, donde se pueden comparar las lecturas de espectro armónico tomadas con el IED y con el analizador. La Figura 4.12 refleja los resultados medidos en el punto P2 (150 Hz, 10%  $V_{nom}$ ) y la Figura 4.13 los del punto P3 (2500 Hz, 1%  $V_{nom}$ ).



(a) Lectura armónica con el prototipo



(a) Lectura armónica con el analizador de red

Figura 4.13. Comparación de las lecturas armónicas realizadas con el prototipo y con el analizador de red Fluke 434-II, en el punto P3 (2500 Hz, 1%  $V_{nom}$ )

## 4.2.6. Pruebas para medidas de interarmónicos de tensión

### 4.2.6.1. Resultados

En diversas pruebas previas se observó un comportamiento anómalo de la fuente de alimentación, consistente en una gran influencia de los interarmónicos entre las fases, por lo que se decidió generar interarmónicos en una única fase (fase L1) para intentar minimizar este efecto.

Dadas las limitaciones de recursos de laboratorio en la generación de señal, para analizar la medición de interarmónicos hemos considerado cuatro pruebas de la norma IEC 62586-2 que cubren las medidas en baja, media y alta frecuencia, y que se resumen en la Tabla 4.7.

En la Figura 4.14 se presentan los espectros de interarmónicos que resultan de estas pruebas. En la Figura 4.15 se presentan los resultados estadísticos de analizar las series de datos leídos por el prototipo de los puntos P1, P2 y P3 de la norma (en esta figura no se incluye análisis estadístico de la prueba de condiciones de referencia al no generarse aquí ningún interarmónico).

**Tabla 4.7. Resumen pruebas de incertidumbre en medidas de interarmónicos de tensión**

Objetivo del test	Puntos de test	Condiciones complement.	Criterio del test	Uncertainty (k=2, p=95%) Fase L1
Comprobar la incertidumbre en medidas sin interarmónicos	C.R. <sup>(1)</sup>			< 2,28E-03 V
Comprobar la incertidumbre en medidas de un único interarmónico de orden bajo	C.R. + P1: 1,5°H: 75 Hz 5% V <sub>nom</sub> : 11,5 V			1,5138E-03 V
Comprobar la incertidumbre en medidas de un único interarmónico de orden medio	C.R. + P2: 7,5°H: 375 Hz 10% V <sub>nom</sub> : 23 V	--	No sobrepasar la máxima incertidumbre especificada en IEC 61000-4-7	2,3978 V <sup>(2)</sup> 2,7013E-03 V <sup>(3)</sup>
Comprobar la incertidumbre en medidas de un único interarmónico de orden alto	C.R. + P3: 49,5°H: 2475 Hz 1% V <sub>nom</sub> : 2,3 V			6,1252E-04 V

<sup>(1)</sup> C.R.: Condiciones de referencia

<sup>(2)</sup> Interarmónico generado con la fuente trifásica AC Power Source 3001 iX

<sup>(3)</sup> Interarmónico generado con el generador de onda Tektronics AFG 3102



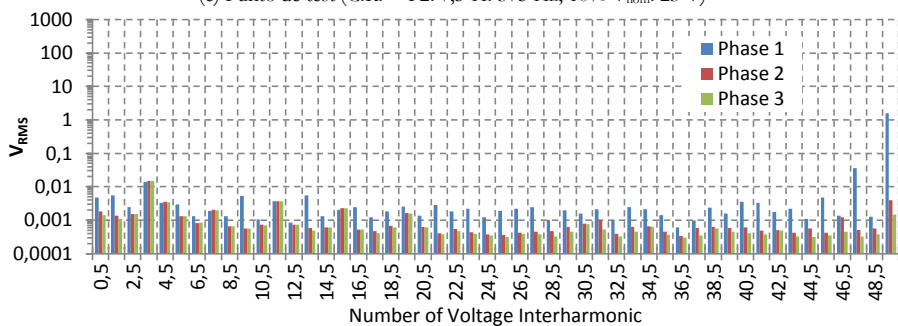
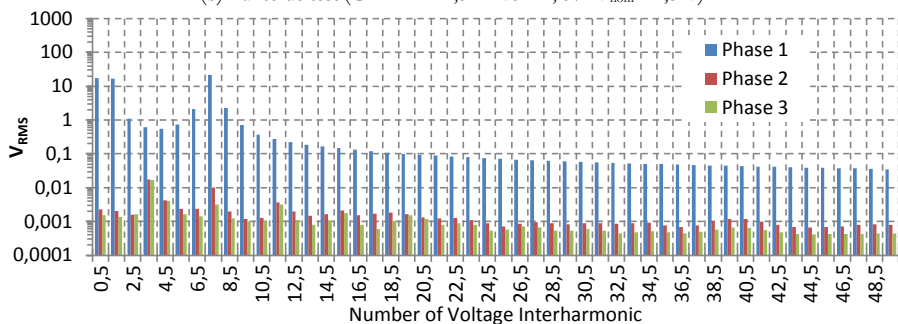
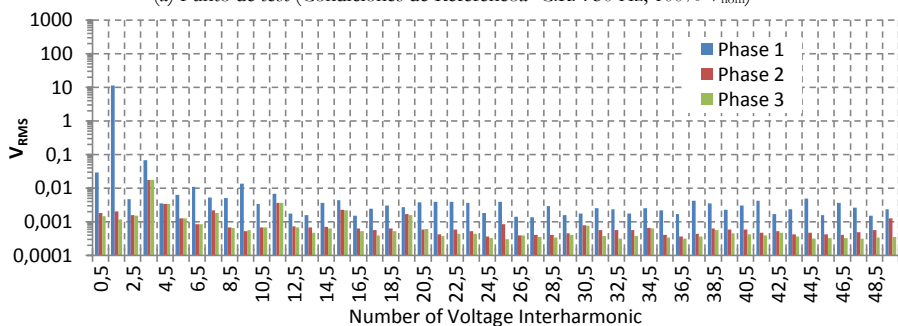
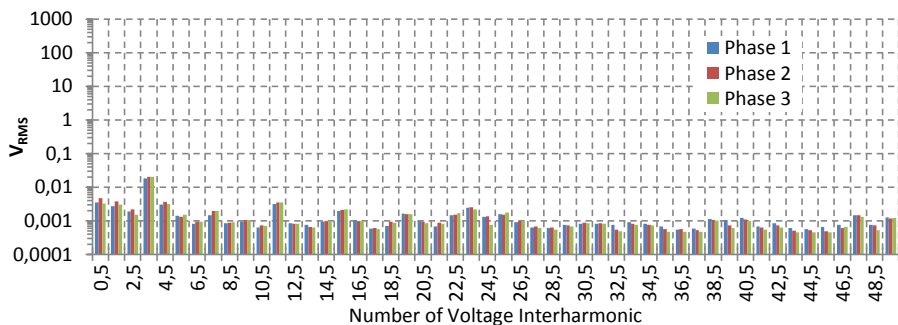


Figura 4.14. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de interarmónicos de tensión (espectros armónicos)

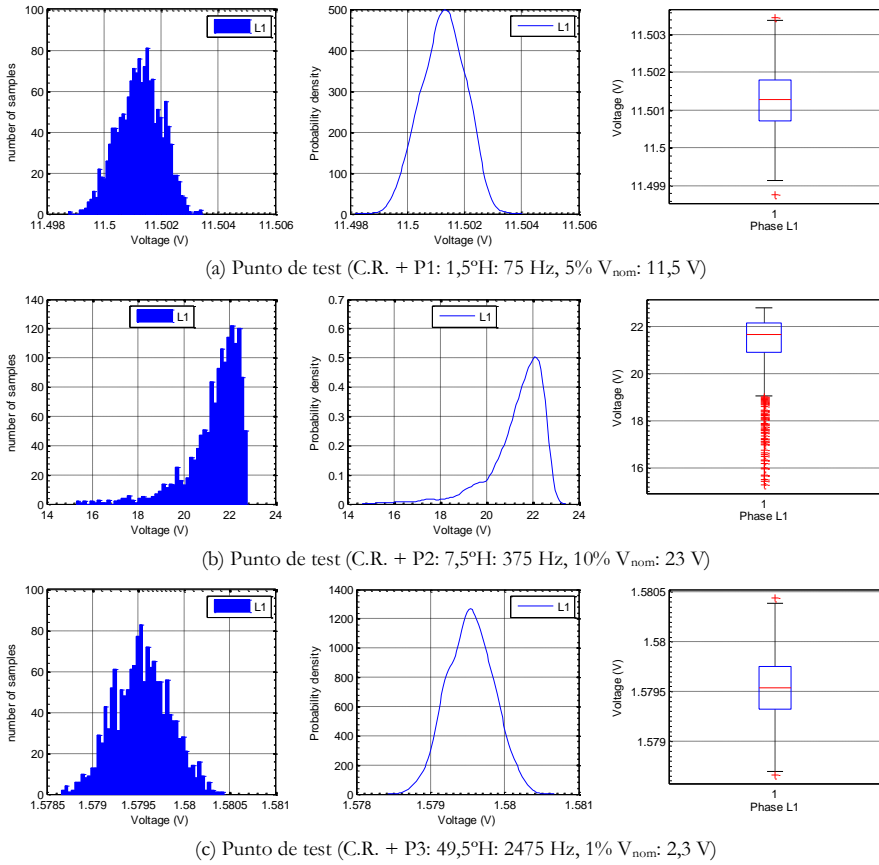


Figura 4.15. Resultado de pruebas de incertidumbre en medidas de interarmónicos de tensión (análisis estadístico)

#### 4.2.6.2. Discusión

En la prueba de medida P2 del interarmónico 7.5 se apreció una gran incertidumbre del orden de 2.39 V. Para valorar si era problema del prototipo en estudio o de la fuente, se inyectó la componente del armónico 7.5 con un generador de formas de onda Tektronics AFG 3102 y se midió simultáneamente con un multímetro Agilent 34401A de 6 ½ dígitos. Los resultados arrojaron incertidumbres por debajo de 2.71 mV, como se indica en la Tabla 4.7, que hacen pensar en un comportamiento no lineal de la fuente como origen del problema en la prueba del armónico 7.5. El resto de los resultados de incertidumbre para interarmónicos de la Tabla 4.7 muestra valores por debajo de 2.29 mV que entran dentro del rango de incertidumbre especificado en la norma.

### 4.3. Pruebas de respuesta temporal de las funciones de protección

El objetivo de estas pruebas es comprobar que los subsistemas de seguridad generan las señales de alarma dentro de los tiempos que marca la normativa. Para ello se ha medido el tiempo comprendido entre la ocurrencia del evento y la generación de la señal de alarma. Estas pruebas no guardan relación con ninguna normativa, y han sido configuradas intentando someter a la máxima exigencia al prototipo, buscando un compromiso con la limitación de recursos disponibles en laboratorio.

Los subsistemas sometidos a las pruebas de respuesta temporal, han sido aquellos relacionados con la generación de órdenes y señales de alarma: rangos operativos de tensión y de frecuencia, detección de inyección de corriente continua, y el sistema anti-islanding, ponderado (que hemos llamado *Island. A*) y no ponderado (*Island. B*).

La metodología seguida en estas pruebas, desde el punto de vista del procesamiento de los datos resultados de las mismas, sigue la misma línea que en las pruebas de calidad en las medidas de parámetros eléctricos. Esto es, se ha utilizado el análisis por medio de estadísticos de tendencia central y de dispersión, y nos hemos apoyado, para la interpretación de los resultados, en herramientas estadísticas gráficas como histogramas, funciones de densidad de probabilidad y diagramas de caja (*boxplots*).

#### 4.3.1. Contexto de las pruebas de respuesta temporal

En el desarrollo de estas pruebas se ha utilizado una señal de sincronización externa para generar con la fuente trifásica los diversos eventos que simulan fallos en el sistema eléctrico, de forma que en el prototipo en estudio se activen las señales de alarma para las protecciones. La señal de sincronización repite un evento cada 2 s, generándose sucesivamente señales de alarma en el prototipo. Para la estimación del tiempo de retardo entre el origen del evento y la generación de la señal de alarma se ha utilizado el osciloscopio-registrador Yokogawa DL850E, midiendo el retardo entre la señal de sincronización (que representa el origen del evento) y la señal de alarma generada con el prototipo. De esta forma, la prueba mide el retardo desde el origen del evento y no desde la detección del evento por el prototipo. La Figura 4.16 y la Figura 4.17 describen el escenario de estos ensayos. La duración de las pruebas fue de cinco minutos, obteniéndose 150 lecturas de retardo en cada una.

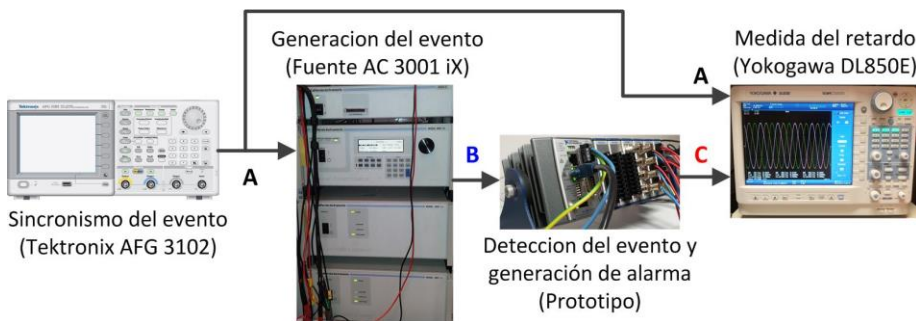
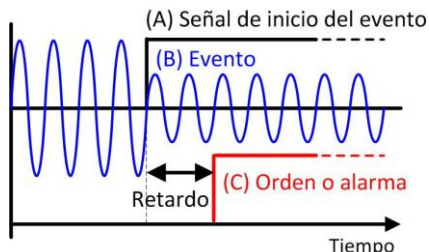


Figura 4.16. Contexto de las pruebas para medida de respuesta temporal



**Figura 4.17. Señales implicadas en las pruebas de respuesta temporal**

Cabe destacar que, con este escenario, el retardo estudiado es el debido únicamente al prototipo, es decir, incluye el tiempo de procesamiento para la detección y clasificación del evento y el tiempo de generación de la señal de alarma. Este análisis no incluye consideraciones externas al prototipo en estudio, como pueden ser los tiempos de retardo debidos a las comunicaciones o la detección de la alarma en equipos remotos.

### 4.3.2. Resultados y discusión de las pruebas de respuesta temporal

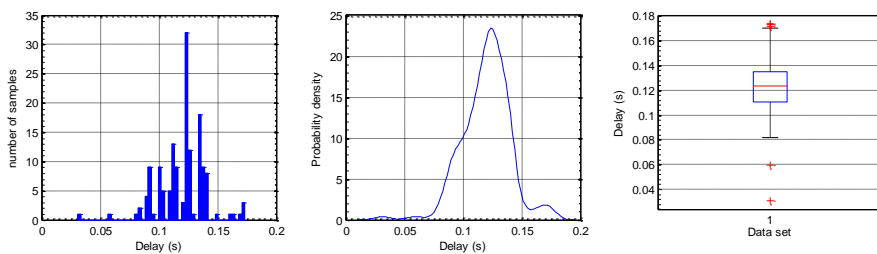
Las condiciones de las pruebas se han elegido de forma que causen el mayor estrés posible al prototipo, de manera que se puedan estudiar los escenarios de retardo más negativos desde el punto de vista del equipo. Por ejemplo, en las pruebas para el sistema anti-islanding se ha analizado tanto la detección múltiple ponderada como la no ponderada, y en ambos casos se han mantenido activos los cuatro métodos de detección, para generar el máximo procesamiento posible, por ser hipotéticamente la situación más restrictiva para el retardo. Para el método ponderado se han planteado unos pesos subjetivos conservadores acordes con el nivel de importancia del parámetro respecto al islanding, esto es, frecuencia (0.35), tensión (0.30), diferencia de fase (0.20) y THD (0.15).

En la Tabla 4.8 se puede ver un resumen de las pruebas efectuadas para los diversos sistemas de protección.

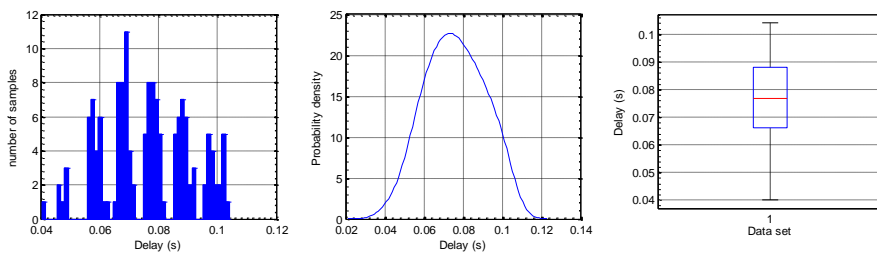
Los resultados de estas pruebas de retardo se muestran en la Figura 4.18, donde se muestra un análisis estadístico de las series de datos obtenidos de retardo, y en la Tabla 4.9 se detallan los valores estadísticos, centrales y de dispersión, de los retardos observados.

**Tabla 4.8. Respuesta de las pruebas para medida del retardo en la generación de las señales de alarma**

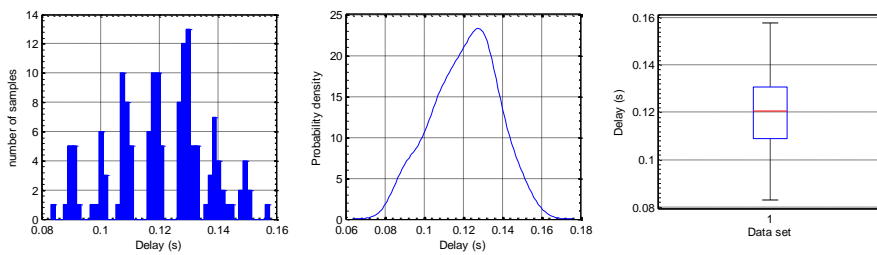
<b>Tipo de alarma</b>	<b>Objetivo de la prueba</b>	<b>Condiciones de la prueba</b>
Rango de frecuencia	Establecer el margen de retardo en señal de alarma debida a la variación de frecuencia	Señal de 230 V y 50 Hz + Evento periódico (Señal de 230 V y 100 Hz)
Rango de tensión	Establecer el margen de retardo en señal de alarma debida a la variación de tensión	Señal de 230 V y 50 Hz + Evento periódico (Señal de 100 V y 50 Hz)
Inyección de componente continua	Establecer el margen de retardo en señal de alarma debida a la inyección de corriente DC	Señal de 230 V y 50 Hz + Evento periódico (Inyección de componente DC de +5 V)
Anti-Islanding	Prueba A: Establecer el margen de retardo en señal de alarma debida a islanding con detección múltiple y decisión sin ponderar métodos (decisor aritmético)	Señal de 230 V y 50 Hz + Evento periódico (Señal con composición armónica propia de la salida de un inversor) Sistema Anti-islanding: Los 4 métodos de detección activos
	Prueba B: Establecer el margen de retardo en señal de alarma debida a islanding con detección múltiple y decisión con ponderación (decisor ponderado)	Señal de 230 V y 50 Hz + Evento periódico (Señal con composición armónica propia de la salida de un inversor) Sistema Anti-islanding: Los 4 métodos de detección activos Ponderación en métodos: Frecuencia (0,35) Tensión (0,30) Impedancia (0,20) THD (0,15)



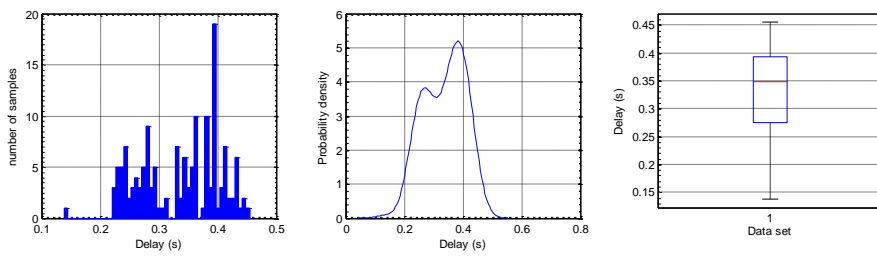
(a) Retardo de alarmas debidas a sobrepasar rangos de frecuencia



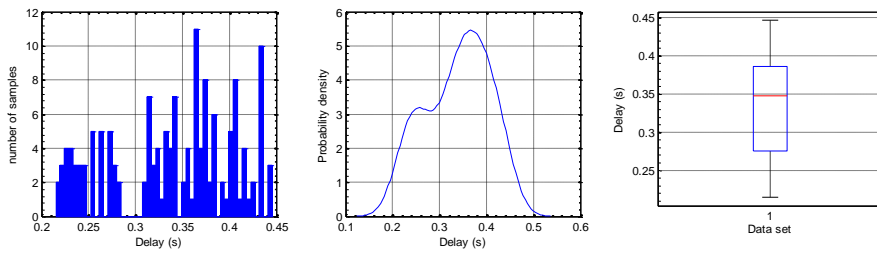
(b) Retardos de alarmas debidas a sobrepasar rangos de tensión



(c) Retardos de alarmas debidas a sobrepasar rangos de inyección de corriente DC



(d) Retardos de alarmas por detección de islanding (Prueba A: decisor no ponderado)



(e) Retardos de alarmas por detección de islanding (Prueba B: decisor ponderado)

Figura 4.18. Resultado de las pruebas de retardo en la generación de alarmas para los diferentes subsistemas de protección

Tabla 4.9. Valores estadísticos centrales y de dispersión de las pruebas de retardo para los diferentes subsistemas de protección

	Rango F	Rango V	Rango inyección DC	Island. A	Island. B
Media Aritmética	0,119950427	0,075967167	0,120910587	0,335760767	0,338376167
Mediana	0,1230675	0,076891	0,1205795	0,3480375	0,3470675
Moda	0,030939	0,04021	0,131592	0,13834	0,2152
Rango (Max-Mín)	0,142464	0,063807	0,074521	0,31626	0,23054
Rango Intercuartil (75%-25%)	0,024111	0,021681	0,021957	0,1182	0,110045
Desviación Media Absoluta	0,014806901	0,012187438	0,013213856	0,058904552	0,055162678
Desviación Típica	0,019966787	0,014735105	0,016172483	0,067519247	0,065682139
Varianza	0,000398673	0,000217123	0,000261549	0,004558849	0,004314143
Incert. expandida (U) (k=2, p=95%)	0,039933574	0,029470209	0,032344966	0,135038494	0,131364277

Nota: Todos los valores están expresados en segundos (s), a excepción de la varianza (s<sup>2</sup>)

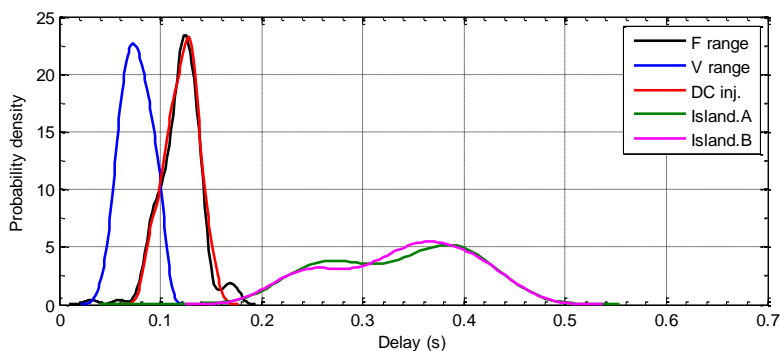


Figura 4.19. Comparación de densidades de probabilidad en los datos de retardo para los diferentes subsistemas de protección

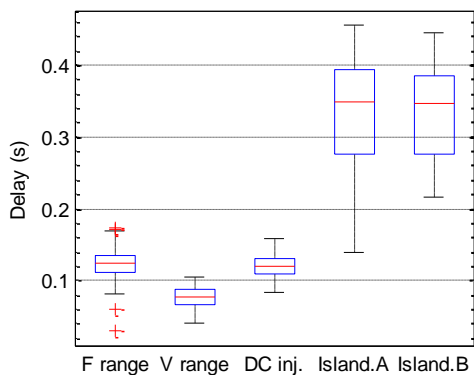


Figura 4.20. Comparación de diagramas de caja en los datos de retardo para los diferentes subsistemas de protección

Para una mejor comprensión de los resultados, en la Figura 4.19 y en la Figura 4.20, se muestran respectivamente comparaciones entre las densidades de probabilidad y entre diagramas de caja de las series de datos de retardo para los diferentes subsistemas de protección.

De estos resultados se pueden extraer conclusiones coherentes con la arquitectura del prototipo. Los algoritmos más rápidos son aquellos que procesan parámetros fundamentales, como la frecuencia y la amplitud de la tensión y/o corriente. Dentro de estos nos encontramos valores medios de retardo por debajo de 121 ms, siendo la generación de alarma más rápida la de rango de tensión, con un valor medio por debajo de 76 ms.

Por otro lado, el algoritmo del sistema anti-islanding necesita un procesamiento más complejo y esto se ve reflejado en un mayor retardo. Los dos métodos anti-islanding, ponderado y no ponderado, presentan comportamientos estadísticos similares en sus retardos, estando sus valores medios por debajo de 339 ms. Cabe destacar una ligera disminución de la varianza y en el resto de los parámetros de dispersión en el método ponderado, que podría dar pie a una futura investigación que relacione la ponderación elegida con el tiempo de detección y en consecuencia con el retardo de generación de la alarma.

En la Figura 18 se comparan los valores de los estadísticos de tendencia central (media, mediana y moda) de los valores de retardo con los especificados en diferentes estándares, concluyendo que todas las alarmas analizadas tienen retardos por debajo de las exigencias normativas.

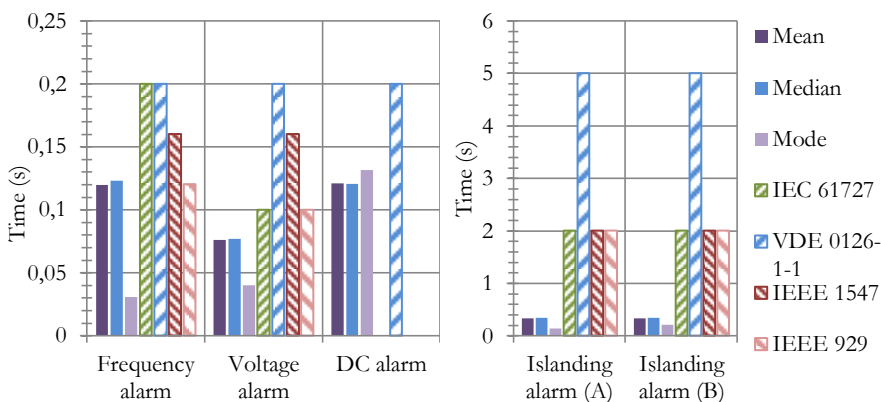


Figura 4.21. Comparación de valores de respuesta temporal del prototipo con la normativa



#### 4.4. Integración del prototipo IED en un inversor

Uno de los objetivos del dispositivo presentado en esta tesis es su integración dentro de sistemas electrónicos de potencia, de forma que se amplíen las prestaciones y funciones de éstos, consiguiendo en definitiva un aumento de valor añadido en el conjunto. Esta experiencia de integración pudo llevarse a cabo en el ámbito del proyecto *SIDER* (*Smart Inverter for Distributed Energy Resources*), promovido como proyecto nacional de investigación por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España. Este proyecto se basa en el desarrollo de un inversor con capacidad de gestión activa de la interfaz de interconexión con la red. El IED objeto de este estudio se probó en el marco del subproyecto SIDER-PROCOM, con código de referencia TEC2010 19242-C03-02, con el objeto era dotar al inversor de funcionalidad de análisis de parámetros y eventos, protecciones y comunicaciones, según el escenario representado en la Figura 4.22.

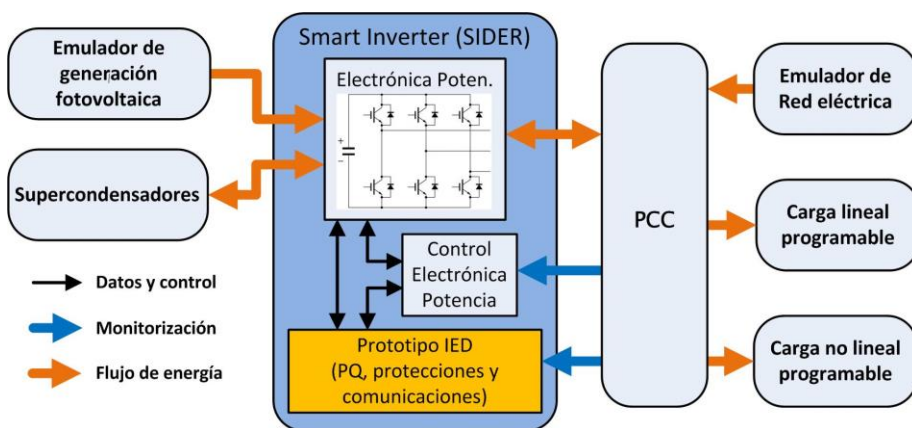


Figura 4.22. Contexto de las pruebas del inversor inteligente SIDER

En este escenario, el IED se encarga de analizar de forma continua el contexto operativo del inversor y de la red, indicando las condiciones de funcionamiento más adecuadas para el estado del servicio en todo momento. Esto implica que el inversor, además de cumplir con su cometido como convertidor CC/CA, puede gestionar acumulación de energía cuando exista falta de demanda en la red, o inyectar energía reactiva para compensar algún evento que degrade la calidad del servicio eléctrico. Esta gestión activa y adaptativa con la red, se considera prioritaria a nivel de investigación y desarrollo en el marco de la plataforma tecnológica europea de Smart Grids [3].

El proyecto SIDER ha sido un contexto experimental, donde el prototipo objeto de esta tesis ha demostrado una integración flexible con otro sistema electrónico de potencia, así como su capacidad para gestionar la interfaz de conexión con la red [141]. Aunque los ensayos efectuados al prototipo, comentados en este trabajo, ya validaban su comportamiento, la experiencia SIDER ha servido para confirmar el buen funcionamiento del IED en un escenario de integración real. En la Tabla 4.10 se representa un esquema de la información intercambiada entre el prototipo PROCOM y el entorno SIDER y en la Figura 4.23 y en la Figura 4.24 se muestra el resultado final de integrar el IED dentro del contexto SIDER.

**Tabla 4.10. Intercambio de datos entre el prototipo IED y el sistema de potencia**

Descripción de la información	Tipo de dato	Transmitido (TX) o recibido (RX) por el IED
Orden de arranque y parada	Boolean	TX
Estado de la red	Unsigned Integer	TX
Estado del inversor	Unsigned Integer	TX/RX
Tipo de evento que está ocurriendo en la red	Unsigned Integer	TX
Orden de máxima potencia (en KW) que debe generar el inversor	Double	TX
Potencia activa (in KW) generada por el inversor	Double	RX
Limitación de la generación de potencia activa	Boolean	RX
Orden de potencia reactiva (en KVAR) que debe generar el inversor	Double	TX
Potencia reactiva (en KVAR) generada por el inversor	Double	RX
Limitación de la generación de potencia reactiva	Boolean	RX
Valor del 2º armónico que debe generar el inversor	Double	TX
Valor del 3º armónico que debe generar el inversor	Double	TX
Valor del 5º armónico que debe generar el inversor	Double	TX
Valor del 7º armónico que debe generar el inversor	Double	TX
Valor del 11º armónico que debe generar el inversor	Double	TX
Valor del 13º armónico que debe generar el inversor	Double	TX
Limitación en la generación de armónicos	Boolean	RX
Valor de desequilibrio entre fases del inversor	Double	TX/RX
Limitación en la generación de corrientes de desequilibrio	Boolean	RX

En el desarrollo del proyecto SIDER han participado tres universidades españolas (Universidad de Extremadura, Universidad de Córdoba y Universidad de Cádiz), y varias empresas del sector que han actuado como observadoras (Elecnor, Endesa, Iberdrola y Telvent). En Noviembre de 2013, tuvo lugar una reunión de demostración donde se presentó el prototipo final SIDER, con PROCOM integrado, y donde fue sometido a varias pruebas experimentales en presencia de todos los participantes en el proyecto, universidades y empresas. El prototipo SIDER pudo demostrar toda su potencialidad y la evaluación final del proyecto en su conjunto fue muy positiva.

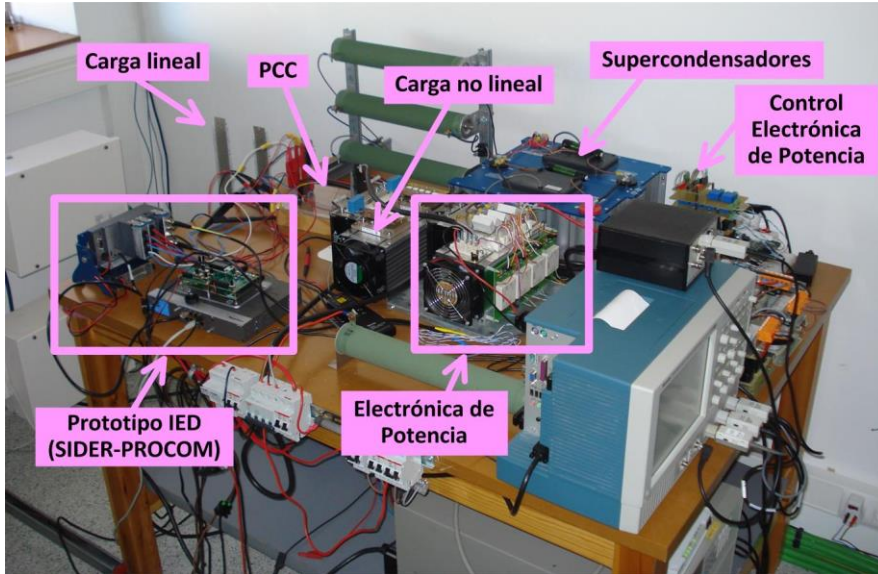


Figura 4.23. Aspecto del prototipo SIDER con el IED integrado

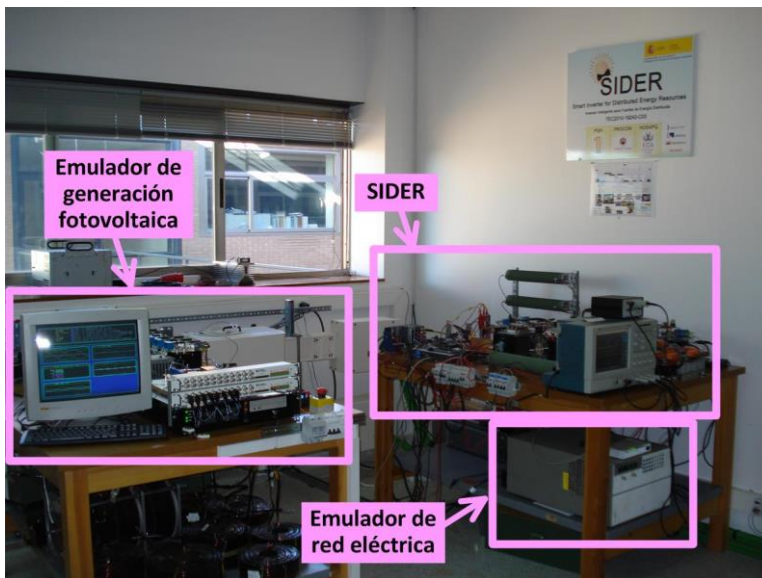


Figura 4.24. Escenario general de ensayos para el proyecto SIDER

# 5 Conclusiones y trabajo futuro

Como capítulo final de esta tesis, se exponen aquí las conclusiones de la investigación llevada a cabo, haciendo un repaso de los puntos más destacables de todo el trabajo.

Se comentan también aquellos aspectos en los que por su complejidad, o por motivos de limitaciones temporales y de recursos, han dejado líneas de investigación abiertas que pueden derivar en trabajos futuros.

## 5.1. Conclusiones

En esta tesis se ha desarrollado un sistema IED orientado a la integración en el equipamiento de red eléctrica, en concreto para la gestión eficiente de la interconexión de sistemas DER con el resto de la red eléctrica. Este dispositivo posee funciones de calidad de suministro y protecciones, con altas prestaciones en relación a las medidas de parámetros que es capaz de gestionar, y con unos tiempos de respuesta adecuados a la normativa.

Para ello esta investigación ha tratado todas las etapas necesarias para la consecución de un prototipo final. Empezando por revisiones del estado del arte y de la normativa aplicable, siguiendo por el proceso de diseño y planificación del IED, la elección de una plataforma hardware y la integración de la arquitectura planificada en ella, y por último, el desarrollo de un protocolo de pruebas, basado en la normativa, que confirme la validación del equipo.

Con esta tesis se ha pretendido contribuir a la mejora de la eficiencia energética, la gestión y las protecciones, en los equipos que controlan la interconexión con la red eléctrica. Por otro lado el sistema IED desarrollado, debido a las características con las que ha sido diseñado, permite dos características importantes. En primer lugar, su integración en equipos futuros, donde este trabajo contribuye en la dirección del diseño de equipos electrónicos que actúen en el marco de Smart Grid. En segundo lugar, permitir al equipamiento convencional, ya instalado en la red, salvar un salto tecnológico para asumir las nuevas necesidades y funcionalidades, con una inversión económica más modesta que la adquisición de un nuevo equipo.

A continuación se detallan los aspectos que se concluyen en el desarrollo de esta tesis.

- *Revisión del estado del arte y normativa:* Resaltar la importancia de la revisión realizada al estado del arte y a la normativa existente para aportar criterios

sólidos, ya contrastados en estudios e investigaciones, que nos evitan partir de cero a la hora de valorar las especificaciones de un IED. Se concluye que la aplicación de la norma IEC 61000-4-30 es imprescindible si se quiere llevar a cabo una monitorización y captura de los parámetros fundamentales de la red. El tiempo de respuesta del sistema frente a determinadas contingencias, en las que deban actuar las protecciones, deberá ser analizado para la aplicación concreta según la normativa existente.

- *Rendimiento computacional y arquitectura:* Los requerimientos temporales más críticos influyen en el diseño de la arquitectura del IED provocando, como es el caso del presentado en esta tesis, que sean necesarios varios lazos temporales de proceso que mejoren el rendimiento del sistema.
- *Multifuncionalidad y recursos de procesamiento:* Se ha logrado desarrollar una arquitectura que compone el sistema para una operación multifuncional, tanto en calidad de energía como en protecciones. Su implementación se ha basado en la elección de una plataforma hardware de alto rendimiento, con el reparto de tareas planificado entre un procesador de tiempo real y una FPGA. La FPGA se centra en la adquisición de datos y sincronización, y el procesador se encarga del procesado de datos y los algoritmos de cálculo y decisión.
- *Lazos temporales sincronizados:* En concreto en este IED, además de los lazos más comunes para parámetros estacionarios (10 ciclos) y para eventos aleatorios (1 ciclo), se aporta un planteamiento original implementado un lazo intermedio de 2 ciclos. Este lazo, al que hemos denominado *cuasi-estacionario*, está orientado principalmente para el análisis de señales que presentan cambios, pero que están asociadas a medidas que requieren cierta estacionariedad, y está planteado para conseguir una mejora en la detección de contingencias en las que entren en funcionamiento las protecciones.
- *Pilas FIFO deterministas:* Para desarrollar esta arquitectura se han utilizado lazos y pilas FIFO deterministas para el intercambio de datos que aseguran el cumplimiento de los requerimientos temporales de la normativa. Esta ha sido la estructura de datos que se ha mostrado más eficiente para una sincronización crítica. Las variables compartidas y locales, aún de tiempo real, no han resultado tan eficientes.
- *Metodología anti-islanding original:* Desde el punto de vista de las protecciones, se ha desarrollado un sistema anti-islanding con un enfoque original, ya que como respaldo a la detección basada en redes de comunicaciones, se ha planteado un sistema pasivo local basado en detección por *métodos múltiples ponderados*. Este sistema pasivo incluye cuatro métodos distintos de detección de islanding que minimizan la ventana de no detección. Son totalmente configurables, y se puede aplicar una ponderación a cada método para establecer un orden de prioridades entre ellos, con el objeto de lograr una detección más eficiente.
- *Detección de eventos basada en HOS y en normativa:* En este trabajo se han tenido en cuenta dos enfoques para la detección de los eventos. Por un lado, se ha aplicado un algoritmo de última generación, basado en HOS, y por otro un algoritmo más conservador, basado en la IEC 61000-4-30.
- *Elección de una plataforma hardware:* Con las especificaciones y requisitos que se han planteado para el desarrollo del IED, la familia de plataformas

*CompactRIO*, de *National Instruments*, aportan una solución robusta y modular para el diseño de estos equipos. En concreto se ha escogido el modelo *cRIO-9024*.

- *Desarrollo de un prototipo IED*: El trabajo de planificación y diseño de la arquitectura del IED, se ha plasmado en un prototipo basado en la plataforma hardware elegida.
- *Protocolos de pruebas*: Para la validación del prototipo, se le ha sometido a los protocolos de pruebas de clase A y clase S de la norma IEC 62586-2, que es referenciada por el estándar IEC 61000-4-30. En esta tesis se presentan sólo los resultados de Clase A por ser de mayor relevancia. Por otro, para las pruebas de validación de los tiempos de respuesta, se ha seguido un protocolo propio de esta investigación acorde con los recursos materiales disponibles.
- *IED con calidad comparable a Clase A*: Los resultados experimentales demuestran que este equipo es firme candidato a ser considerado de Clase A según la normativa.
- *Recursos de laboratorio*: Los trabajos de validación experimental, intentando reproducir los protocolos de pruebas para Clase A, permiten concluir también que este tipo de pruebas requieren de laboratorios altamente especializados para aplicar una certificación completa. Para futuras investigaciones se debe tener este hecho en cuenta, si se quiere llegar a resultados más avanzados. Posiblemente el marco más apropiado para estas pruebas serían agencias de investigación o entidades con recursos materiales similares.
- *Integración del IED en equipamiento de potencia*: La calidad de este prototipo IED queda confirmada además por haber sido probado con éxito en una integración real con un inversor fotovoltaico, dentro del desarrollo del proyecto SIDER (*Smart Inverter for Distributed Energy Resources*), patrocinado por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España, en el que han colaborado varias universidades y empresas.

## 5.2. Trabajo futuro

El desarrollo de esta tesis se ha ceñido a un contexto de investigación concreto, limitado por el estudio de la planificación, las especificaciones, el diseño y el desarrollo del IED. Aun así se ha profundizado en el nivel de los subsistemas, diseñando una serie de algoritmos y métodos, para dotar al prototipo de las funcionalidades necesarias para operar en un escenario de Smart Grid. Sin embargo, durante la investigación han surgido temas y aspectos de interés que, o bien no se han tratado, o no se ha podido profundizar en ellos debido a limitaciones de tiempo y recursos.

Estos temas pueden representar líneas futuras de investigación que parten de esta tesis, y que en muchos casos podrían derivar en nichos de investigación, tomando un cuerpo y una dirección propios, pero que en todo caso están relacionados con este trabajo y pueden representar un complemento importante al mismo. A continuación exponemos algunas posibles investigaciones, derivadas de la planteada en este documento.

- *Optimización de los algoritmos PQ y de protección*: Un paso natural en la mejora de la eficiencia del IED es depurar el código de los algoritmos. En este sentido el

fabricante del software LabVIEW actualiza constantemente las librerías de código, y sería interesante generar versiones mejoradas y evolucionadas del IED desarrollado.

- *Rendimiento computacional*: Se trataría de una investigación complementaria a ésta, donde se pudiera comparar y analizar la carga computacional de los distintos lazos y algoritmos implementados en la plataforma. En este trabajo se ha planteado un subsistema de *análisis de CPU* que bien podría ser un punto de partida para ello, dando lugar a otros planteamientos de arquitecturas que optimizaran el rendimiento computacional.
- *Análisis de distintas plataformas*: En el momento de desarrollar esta investigación, se ha escogido la plataforma que nos ha parecido más eficiente para las necesidades que hemos analizado, sin embargo el mercado continúa ofreciendo nuevos productos que merece la pena valorar. Una investigación en este sentido sería muy interesante con objeto de aportar al mercado criterios acerca de plataformas hardware de propósito restringido orientadas al ámbito de los sistemas eléctricos.
- *Ensayos de los sistemas de protección en escenarios reales*: Es esta una línea de investigación que necesita de grandes recursos materiales, y por ello sería necesario plantear una línea de investigación propia para ello. En particular, sería muy interesante investigar en los escenarios de *islanding* reales, a partir de pequeñas áreas de distribución o con *micro-grids*.
- *Explorar otros algoritmos y estudiar su interacción*: Un aspecto que valdría la pena investigar es como interaccionan unos algoritmos de detección con otros, es decir, los requerimientos de los algoritmos pueden ser distintos y provocar cambios en el rendimiento.
- *Completar el protocolo de ensayos de la IEC 62586-2 y IEC 61000-4-30*: La completa ejecución de los protocolos de pruebas es ya una línea de investigación en sí misma. Además ya hemos comentado la problemática con los recursos materiales que ello exige.
- *Profundizar en el protocolo de medidas para respuesta temporal*: El protocolo de ensayos utilizado para la respuesta temporal del IED es propio de esta investigación. Su elección ha estado muy condicionada por los recursos de laboratorio. Al igual que hemos comentado en el punto anterior, sería interesante profundizar en los protocolos existentes en la normativa o desarrollar ensayos más elaborados.
- *Interfaz de comunicaciones para IEC 61850*: En el diseño del IED se ha llevado a cabo el empaquetamiento de datos relacionados con las alarmas generadas, estampación temporal, y otras informaciones que serían relevantes para el intercambio entre entidades de una red Smart Grid. Sin embargo, esta información se intercambia como datos sin un formato concreto. En la actualidad la norma IEC 61850 define estructuras de datos y como organizarlos para su intercambio entre entidades del sistema eléctrico. El diseño de un interfaz eficiente que haga compatibles los datos del prototipo con IEC 61850 sería un complemento magnífico al trabajo presentado en esta tesis.
- *Integración en el prototipo de una Unidad de Medición Fasorial (PMU)*: Otro trabajo complementario, que no ha podido desarrollarse en esta investigación, es la

funcionalidad de medida y generación de sincrofasores según la norma IEEE C37.118. Es un reto importante, no ya por los algoritmos implicados, sino por los requerimientos temporales que se exigen, precisión del orden del  $\mu\text{s}$  junto con un alto determinismo temporal.





## 6 Bibliografía

- [1] F. Bignucolo, R. Caldon, M. Frigo, A. Morini, A. Pitto, and F. Silvestro, “Impact of distributed generation on network security: Effects on loss-of-main protection reliability”, in *2008 43rd International Universities Power Engineering Conference*, 2008, pp. 1–5.
- [2] T. J. Hammons, “Dispersed generation and its impact in Europe on power system structure and secure power system operation”, in *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, 2007, pp. 930–937.
- [3] I. Colak, G. Fulli, S. Sagiroglu, M. Yesilbudak, and C.-F. Covrig, “Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future scenarios”, *Appl. Energy*, vol. 152, pp. 58–70, Aug. 2015.
- [4] I. Colak, E. Kabalci, G. Fulli, and S. Lazarou, “A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, no. 1, pp. 562–579, Jul. 2015.
- [5] K. P. Schneider, D. Chassin, Y. Chen, and J. C. Fuller, “Distribution power flow for smart grid technologies”, in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2009*, 2009.
- [6] A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De La Rosa, R. J. Real-Calvo, and V. Pallarés, “Embedding measurement in Distribution Automation Systems”, in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE 2010*, 2010, pp. 3722–3727.
- [7] A. Moreno-Muñoz, *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment*. London: Springer, 2007.
- [8] J. J. G. De La Rosa, A. Moreno-Muñoz, J. C. Palomares, and A. Agüera, “Automatic classification of Power Quality disturbances via higher-order cumulants and self-organizing networks”, in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE 2010*, 2010, pp. 1579–1584.
- [9] A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De-La-Rosa, M. A. Lopez-Rodriguez, J. M. Flores-Arias, F. J. Bellido-Outerino, and M. Ruiz-De-Adana, “Improvement of power quality using distributed generation”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 10, pp. 1069–1076, 2010.
- [10] A. Moreno-Muñoz, J. M. Flores-Arias, A. Gil-de-Castro, and J. J. G. D. L. Rosa, “Power quality for energy efficient buildings”, in *2009 International Conference on Clean Electrical Power, ICCEP 2009*, 2009, pp. 191–195.
- [11] L. Angrisani, P. Daponte, and S. Sangiovanni, “Data acquisition systems with intelligent trigger capability”, *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 39, no. 4, pp. 371–380, 2006.
- [12] M. V. V. S. Yalla, “A digital multifunction protective relay”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 1, pp. 193–201, 1992.

- [13] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. IEEE Std. 1159-2009, 2009.
- [14] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*. IEEE Std. 929-2000, 2000.
- [15] Underwriters Laboratories Inc., *Standard for Static Inverters and Charge Controllers for Use in Photovoltaic Power Systems*. Std. UL 1741-1999, 1999.
- [16] Underwriters Laboratories Inc., *Inverters, Converters and Controllers for Use in Independent Power Systems*. Std. UL 1741-2001, 2001.
- [17] International Electrotechnical Commission (IEC), “Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters”, vol. Standard I. 2008.
- [18] International Electrotechnical Commission (IEC), “Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface”, vol. Standard I. 2004.
- [19] VDE VERLAG GMBH, *Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid*. Std. VDE V 0126-1-1, 2006.
- [20] A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De La Rosa, V. Pallarés, and J. M. Flores, “DSP for the real time detection of power quality surge transients”, in *CPE 2009 - 6th International Conference-Workshop - Compatibility and Power Electronics*, 2009, pp. 1–5.
- [21] V. Pallarés-López, A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De La Rosa, and R. Real-Calvo, “A IEEE1588-BASED system for synchronized PMUs and protective relaying functions”, in *SPEEDAM 2010 - International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2010, pp. 593–598.
- [22] W. Su, H. Eichi, W. Zeng, and M. Chow, “A Survey on the Electrification of Transportation in a Smart Grid Environment”, *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 8, no. 1, pp. 1–10, Feb. 2012.
- [23] J. Enslin, “Integration of photovoltaic solar power - the quest towards dispatchability”, *IEEE Instrum. Meas. Mag.*, vol. 17, no. 2, pp. 21–26, Apr. 2014.
- [24] Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, and D. Tipper, “A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges”, *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 5–20, 2013.
- [25] G. T. Heydt, “The Next Generation of Power Distribution Systems”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 225–235, 2010.
- [26] H. E. Brown, S. Suryanarayanan, and G. T. Heydt, “Some characteristics of emerging distribution systems considering the smart grid initiative”, *Electr. J.*, vol. 23, no. 5, pp. 64–75, 2010.
- [27] D. L. Ransom, “Upgrading relay protection? Be prepared”, in *49th IEEE/LAS Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference*, 2013, pp. 1–8.
- [28] F. Katiraei, C. Sun, and B. Enayati, “No Inverter Left Behind: Protection, Controls, and Testing for High Penetrations of PV Inverters on Distribution Systems”, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 13, no. 2, pp. 43–49, Mar. 2015.
- [29] K. Sharma and L. Mohan Saini, “Performance analysis of smart metering for smart grid: An overview”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 720–735, Sep. 2015.
- [30] W. Angelino de Souza, F. Pinhabel Marafao, E. Verri Liberado, I. Severino Diniz, and P. J. Amaral Serni, “Power Quality, Smart Meters and Additional

- Information from Different Power Terms” , *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 1, pp. 158–165, Jan. 2015.
- [31] A. Moreno-Munõz and J. J. González de la Rosa, “Integrating power quality to automated meter reading” , *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 2, no. 2, pp. 10–18, 2008.
- [32] Z. Fan, P. Kulkarni, S. Gormus, C. Efthymiou, G. Kalogridis, M. Sooriyabandara, Z. Zhu, S. Lambotharan, and W. H. Chin, “Smart Grid Communications: Overview of Research Challenges, Solutions, and Standardization Activities” , *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 21–38, Jan. 2013.
- [33] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, “Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable” , *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind. RLAI*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, Apr. 2015.
- [34] Zhen Huang, Cheng Wang, S. Ruj, M. Stojmenovic, and A. Nayak, “Modeling cascading failures in smart power grid using interdependent complex networks and percolation theory” , in *2013 IEEE 8th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, 2013, pp. 1023–1028.
- [35] C. Caruana, A. Sattar, A. Al-Durra, and S. M. Mueeen, “Real-time testing of energy storage systems in renewable energy applications” , *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 12, pp. 1–9, Dec. 2015.
- [36] R. Deng, Z. Yang, F. Hou, M.-Y. Chow, and J. Chen, “Distributed Real-Time Demand Response in Multiseller-Multibuyer Smart Distribution Grid” , *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 2364–2374, Sep. 2015.
- [37] Dong Han, Zheng Yan, Yiqun Song, Libing Yang, and Yuanrui Hong, “A robust optimization approach to evaluate the impact of smart grid technologies on generation plans” , in *2014 International Conference on Power System Technology*, 2014, pp. 1706–1711.
- [38] C. Benoit, A. Mercier, Y. Besanger, and F. Wurtz, “Deterministic optimal power flow for smart grid short-term predictive energy management” , in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–7.
- [39] M. Kassouf, L. Dupont, J. Béland, and A. Fadlallah, “Performance of the Precision Time Protocol for clock synchronisation in smart grid applications” , *Trans. Emerg. Telecommun. Technol.*, vol. 24, no. 5, pp. 476–485, Aug. 2013.
- [40] C. Abbey, Y. Brissette, R. Lemire, and F. Zavoda, “Universal IED for distribution smart grids” , in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, pp. 0863–0863.
- [41] F. Martzloff, “Protecting computer systems against power transients” , *IEEE Spectr.*, vol. 27, no. 4, pp. 37–40, 1990.
- [42] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., *IEEE recommended practice on characterization of surges in low-voltage (1000 V and less) AC power circuits*. IEEE Std. C62.41.2-2002, 2002.
- [43] A. Moreno-Muñoz, M. D. Redel, and M. González, “Power quality in high-tech campus: A case study” , *Proc. Inst. Mech. Eng. Part A J. Power Energy*, vol. 220, no. 3, pp. 257–269, 2006.
- [44] I. Hwang, S. Kim, Y. Kim, and C. E. Seah, “A survey of fault detection, isolation, and reconfiguration methods” , *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol.

- 18, no. 3, pp. 636–653, 2010.
- [45] M. Basseville and I. V Nikiforov, *Detection of abrupt changes: theory and application*, vol. 15. Prentice Hall Englewood Cliffs, 1993.
- [46] F. Gustafsson, *Adaptive filtering and change detection*, vol. 5. Wiley Online Library, 2000.
- [47] K. Ogata, *Ingeniería de control moderna*. Pearson Educación, 2003.
- [48] P. Chujai, N. Kerdprasop, and K. Kerdprasop, “Time series analysis of household electric consumption with ARIMA and ARMA models”, in *Lecture Notes in Engineering and Computer Science*, 2013, vol. 2202, pp. 295–300.
- [49] J. M. Kanieski, R. Cardoso, H. Pinheiro, and H. A. Grundling, “Kalman Filter-Based Control System for Power Quality Conditioning Devices”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 11, pp. 5214–5227, Nov. 2013.
- [50] R. Wang, J. Han, B. F. Cockburn, and D. G. Elliott, “Design, evaluation and fault-tolerance analysis of stochastic FIR filters”, *Microelectron. Reliab.*, vol. 57, pp. 111–127, Feb. 2016.
- [51] S. Khokhar, A. A. B. Mohd Zin, A. S. B. Mokhtar, and M. Pesaran, “A comprehensive overview on signal processing and artificial intelligence techniques applications in classification of power quality disturbances”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 1650–1663, Nov. 2015.
- [52] M. Davarifar, A. Rabhi, A. Hajjaji, and Z. Daneshifar, “Real-time diagnosis of PV system by using the Sequential Probability Ratio Test (SPRT)”, in *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, 2014, pp. 508–513.
- [53] Y. Huang, J. Tang, Y. Cheng, H. Li, K. A. Campbell, and Z. Han, “Real-Time Detection of False Data Injection in Smart Grid Networks: An Adaptive CUSUM Method and Analysis”, *IEEE Syst. J.*, pp. 1–12, 2014.
- [54] A. Haq, J. Brown, E. Moltchanova, and A. I. Al-Omari, “Improved Exponentially Weighted Moving Average Control Charts for Monitoring Process Mean and Dispersion”, *Qual. Reliab. Eng. Int.*, vol. 31, no. 2, pp. 217–237, Mar. 2015.
- [55] M. Park and H. S. Lee, “Adaptive selection method for generalized likelihood ratio test”, *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 51, no. 4, pp. 2615–2626, Oct. 2015.
- [56] J. J. González de la Rosa, A. M. Muñoz, A. Gallego, R. Piotrkowski, and E. Castro, “Higher-order characterization of power quality transients and their classification using competitive layers”, *Measurement*, vol. 42, no. 3, pp. 478–484, Apr. 2009.
- [57] J. J. G. de la Rosa, R. Piotrkowski, and J. E. Ruzzante, “Higher Order Statistics and Independent Component Analysis for Spectral Characterization of Acoustic Emission Signals in Steel Pipes”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 56, no. 6, pp. 2312–2321, Dec. 2007.
- [58] International Electrotechnical Comisión (IEC), *Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-30: Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods*. Std. IEC 61000-4-30, 2003.
- [59] H. W. Furst, M. Pigl, and J. Baier, “An analog method for detecting superimposed power line voltage disturbances”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.*,

- vol. 43, no. 6, pp. 889–893, 1994.
- [60] D. R. Shakarjian and R. B. Standler, “AC power disturbance detector circuit”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 6, no. 2, pp. 536–540, 1991.
- [61] P. Daponte, M. Di Penta, and G. Mercurio, “TransientMeter: A distributed measurement system for power quality monitoring”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 2, pp. 456–463, 2004.
- [62] J. Balcells, “Calidad de la red eléctrica: ¿cómo medirla?”, 2001. [Online]. Available: [http://www.jcee.upc.es/JCEE2001/PDFs\\_2000/5BALCELLS.pdf](http://www.jcee.upc.es/JCEE2001/PDFs_2000/5BALCELLS.pdf).
- [63] L. C. M. Andrade, M. Oleskovicz, and R. A. S. Fernandes, “Adaptive threshold based on wavelet transform applied to the segmentation of single and combined power quality disturbances”, *Appl. Soft Comput.*, vol. 38, pp. 967–977, Jan. 2016.
- [64] H. T. Yang and C. C. Liao, “A de-noising scheme for enhancing wavelet-based power quality monitoring system”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 16, no. 3, pp. 353–360, 2001.
- [65] R. Roy and T. Kailath, “ESPRIT - Estimation of Signal Parameters via Rotational Invariance Techniques”, *IEEE Trans. Acoust.*, vol. 37, no. 7, pp. 984–995, 1989.
- [66] A. van der Merwe, J. W. Odendaal, and E. C. Botha, “2D microwave imaging using TLS-ESPRIT with matrix enhancement”, *Microw. Opt. Technol. Lett.*, vol. 8, no. 4, pp. 218–222, 1995.
- [67] J. W. Odendaal, E. Barnard, and C. W. I. Pistorius, “Two-dimensional superresolution radar imaging using the MUSIC algorithm”, *IEEE Trans. Antennas Propag.*, vol. 42, no. 10, pp. 1386–1391, 1994.
- [68] M. Cabanes, B. Pueo, S. Bleda, and J. D. Ballester, “Estudio paramétrico de los algoritmos MUSIC y ESPRIT para aplicaciones de audio”, in *XXI Simposium Nacional de la Unión Científica Internacional de Radio – URSI 2006*, 2006, vol. Libro de A, pp. 1742–1745.
- [69] A. Ferrero and S. Salicone, “An easy VI program to detect transient disturbances in the supply voltage”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 54, no. 4, pp. 1471–1474, 2005.
- [70] M. Artioli, G. Pasini, L. Peretto, R. Sasdelli, and F. Filippetti, “Low-cost DSP-based equipment for the real-time detection of transients in power systems”, *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 53, no. 4, pp. 933–939, 2004.
- [71] A. M. Al-Ghamd and D. Mba, “A comparative experimental study on the use of acoustic emission and vibration analysis for bearing defect identification and estimation of defect size”, *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 20, no. 7, pp. 1537–1571, Oct. 2006.
- [72] J. J. Gonzalez de la Rosa, C. G. Puntonet, and I. Lloret, “An application of the independent component analysis to monitor acoustic emission signals generated by termite activity in wood”, *Measurement*, vol. 37, no. 1, pp. 63–76, Jan. 2005.
- [73] B. Eugene Parker, H. A. Ware, D. P. Wipf, W. R. Tompkins, B. R. Clark, E. C. Larson, and H. Vincent Poor, “Fault diagnosis using statistical change detection in the bispectral domain”, *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 14, no. 4, pp. 561–570, Jul. 2000.
- [74] J. J. González de la Rosa, R. Piotrkowski, and J. Ruzzante, “Third-order spectral characterization of acoustic emission signals in ring-type samples from steel

- pipes for the oil industry” , *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 21, no. 4, pp. 1917–1926, May 2007.
- [75] J. J. González de la Rosa, A. Moreno, I. Lloret, V. Pallarés, and M. Liñán, “Characterisation of frequency instability and frequency offset using instruments with incomplete data sheets” , *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 39, no. 7, pp. 664–673, 2006.
- [76] J. Jakubowski, K. Kwiatos, A. Chwaleba, and S. Osowski, “Higher order statistics and neural network for tremor recognition” , *IEEE Trans. Biomed. Eng.*, vol. 49, no. 2, pp. 152–159, 2002.
- [77] M. J. Hinich, “Detecting a transient signal by bispectral analysis” , *IEEE Trans. Acoust.*, vol. 38, no. 7, pp. 1277–1283, 1990.
- [78] J. J. G. de la Rosa and A. Moreno Muñoz, “Higher-order cumulants and spectral kurtosis for early detection of subterranean termites” , *Mech. Syst. Signal Process.*, vol. 22, no. 2, pp. 279–294, Feb. 2008.
- [79] J. J. González de la Rosa, I. Lloret, C. G. Puntonet, R. Piotrkowski, and A. Moreno, “Higher-order spectra measurement techniques of termite emissions. A characterization framework” , *Measurement*, vol. 41, no. 1, pp. 105–118, Jan. 2008.
- [80] J. M. Mendel, “Tutorial on higher-order statistics (spectra) in signal processing and system theory: Theoretical results and some applications” , *Proc. IEEE*, vol. 79, no. 3, pp. 278–305, 1991.
- [81] A. K. Nandi, *Blind estimation using higher-order statistics*. Springer Netherlands, 1999.
- [82] C. L. Nikias and A. P. Petropulu, “Higher-Order Spectra Analysis: A Nonlinear Signal Processing Framework” , *PTR Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ*, 1993.
- [83] V. Vittal and A. R. Bergen, “Power systems analysis” . Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1999.
- [84] N. Jenkins, *Embedded generation*, vol. 31. Inst of Engineering & Technology, 2000.
- [85] T. Ackermann and V. Knyazkin, “Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects” , in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition Asia Pacific*, 2002, ASIA PACIF., vol. 2, pp. 1357–1362.
- [86] C. J. Mozina, “Interconnection protection of IPP generators at commercial/industrial facilities” , *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 3, pp. 681–688, 2001.
- [87] C. J. Mozina, “Interconnect protection of dispersed generators” , 2001, vol. 2, pp. 709–723.
- [88] G. D. Rockefeller, C. L. Wagner, J. R. Linders, K. L. Hicks, and D. T. Rizey, “Adaptive transmission relaying concepts for improved performance” , *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 4, pp. 1446–1458, 1988.
- [89] B. Chattopadhyay, M. S. Sachdev, and T. S. Sidhu, “Adaptive relaying for protecting a distribution system: A feasibility study” , in *WESCANEX’91 IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment*, 1992, pp. 20–25.
- [90] K. P. Brand, V. Lohmann, and W. Wimmer, *Substation Automation Handbook*. Utility Automation Consulting Lohmann, 2003.

- [91] M. Zima, “Special protection schemes in electric power systems”, *Lit. Surv. Swiss Fed. Inst. Technol. Zurich, EEH-Power Syst. Lab.*, 2002.
- [92] G. Achleitner, “Coordination between conventional and wide area protection for electrical power systems”, Graz University of Technology, 2003.
- [93] D. M. Lavery, D. J. Morrow, R. Best, and P. A. Crossley, “Internet based phasor measurement system for phase control of synchronous islands”, in *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [94] S. A. Khaparde, N. Warke, and S. H. Agarwal, “An adaptive approach in distance protection using an artificial neural network”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 37, no. 1, pp. 39–44, 1996.
- [95] R. Bonn, J. Ginn, and S. Gonzalez, “Standardized Anti-Islanding Test Plan”, Sandia National Laboratories, 1999.
- [96] W. Bower and M. Ropp, “Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems”, Sandia National Laboratories, 2002.
- [97] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. IEEE Std. 1547-2003, 2003.
- [98] International Electrotechnical Commission (IEC), *Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters*. Std. IEC 62116, 2008.
- [99] P. K. Dash, M. Padhee, and S. K. Barik, “Estimation of power quality indices in distributed generation systems during power islanding conditions”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 18–30, Mar. 2012.
- [100] J. Stevens, R. Bonn, J. Ginn, and S. Gonzalez, “Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems”, Sandia National Laboratories, 2000.
- [101] J. a Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi, a H. a Bakar, and H. Mohamad, “Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network : A review”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 88, pp. 139–152, 2014.
- [102] E. Gonzalez, I. Delgado, J. Monreal, F. J. Pazos, and E. Romero-Cadaval, “Failure analysis of inverter based anti-islanding systems in photovoltaic islanding events”, in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, vol. 19, no. 0558, pp. 0558–0558.
- [103] M. E. Ropp, M. Begovic, and A. Rohatgi, “Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems”, *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 7, no. 1, pp. 39–59, 1999.
- [104] A. Etxegarai, P. Eguia, E. Torres, A. Iturregi, and V. Valverde, “Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1501–1514, Jan. 2015.
- [105] P. Mahat, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, “Review on islanding operation of distribution system with distributed generation”, in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–8.
- [106] A. Woyte, R. Belmans, and J. Nijs, “Islanding of grid-connected AC module inverters”, in *2000 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, pp. 1683–



- 1686.
- [107] M. H. J. Bollen and N. Etherden, "Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy - Some illustrative case studies", in *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 2011, pp. 1–8.
- [108] C. a G. Marques, D. D. Ferreira, L. R. Freitas, C. a Duque, and M. V Ribeiro, "Improved Disturbance Detection Technique for Power-Quality Analysis", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 2, pp. 1286–1287, Apr. 2011.
- [109] M. H. J. Bollen and I. Y. H. Gu, *Signal processing of power quality disturbances*. 2006.
- [110] Shuping Gong, Zhenghao Zhang, M. Trinkle, A. D. Dimitrovski, and Husheng Li, "GPS spoofing based time stamp attack on real time wide area monitoring in smart grid", in *2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2012, pp. 300–305.
- [111] International Electrotechnical Comisión (IEC), *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 15: Flickermeter - Functional and design specifications*. Std. IEC 61000-4-15, 2003.
- [112] G. Díez, L. I. Eguíluz, M. Mañana, J. C. Lavandero, and A. Ortiz, "Revisión crítica del umbral de perceptibilidad del flicker", *Dep. Ing. Eléctrica y Energética, Univ. Cantab.*, 2002.
- [113] J. Fraile Mora, "Electromagnetismo y circuitos eléctricos", *Serv. Publicaciones E. TSIC Madrid*, 1990.
- [114] International Electrotechnical Comisión (IEC), *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto - Basic EMC publication*. Std. IEC 61000-4-7, 2002.
- [115] International Electrotechnical Comisión (IEC), *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 8: Signalling on low-voltage electrical installations - Emission levels, frequency bands and electromagnetic disturbance levels*. Std. IEC 61000-3-8, 1997.
- [116] International Electrotechnical Comisión (IEC), *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  $\leq 16$  A per phase and not subject to conditional connection*. Std. IEC 61000-3-3, 2013.
- [117] International Electrotechnical Comisión (IEC), *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 5: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 16 A*. Std. IEC 61000-3-5, 2009.
- [118] International Electrotechnical Comisión (IEC), *Electrical installations of buildings - Part 7-12: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*. Std. IEC 60364-7-712, 2002.
- [119] VDE VERLAG GMBH, *Low-voltage installations Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems. (IEC 60364-7-712:2002, modified); German implementation HD 60364-7-712:2005 + Corrigendum:2006*. Std. DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712):2006, 2006.
- [120] VDE VERLAG GMBH, *Low-voltage electrical installations Part 4-43: Protection for safety – Protection against overcurrent. (IEC 60364-4-43:2008, modified + corrigendum Oct. 2008); German implementation HD 60364-4-43:2010*. Std. DIN VDE 0100-430

- (VDE 0100-430):2010, 2010.
- [121] VDE VERLAG GMBH, *Erection of low voltage installations – Part 530: Selection and erection of electrical equipment – Switchgear and controlgear*. Std. DIN VDE 0100-530 (VDE 0100-530):2011, 2011.
- [122] American National Standards Institute (ANSI), “Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz)”, vol. ANSI C84.1. .
- [123] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*, vol. IEEE Std. IEEE Std 519-2014, 2014.
- [124] K. Whitfield, “Inverters - Key to Unlocking Alternative Energy’s Future”, *IAEI News*, vol. March-April, pp. pp. 73–78, 2004.
- [125] España, *Propuesta de Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por la que se establecen los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones fotovoltaicas para contribuir a la seguridad de suministro*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010.
- [126] España, *Informe 30/2010 de la CNE sobre la propuesta de Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por la que se establecen los requisitos técnicos y de calidad de las instalaciones fotovoltaicas para contribuir a la seguridad de suministro*. Comisión Nacional de Energía, 2010.
- [127] España, *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*. BOE no. 285, de 28 de noviembre de 1997, pp. 35097–35126.
- [128] España, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*. BOE no. 310, miércoles 27 diciembre de 2000, pp. 45988–46040.
- [129] España, *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. BOE no. 75, sábado 27 marzo de 2004, pp. 13217–13238.
- [130] España, *Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*. BOE no. 254, martes 24 octubre 2006, pp. 37017–37019.
- [131] España, *Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, BOE num. 2. España: BOE no. 283, martes 23 noviembre de 2010, 2010, pp. 97428–97446.
- [132] International Electrotechnical Commission (IEC), *Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface*. Std. IEC 61727, 2004.
- [133] R. Baetens, R. De Coninck, J. Van Roy, B. Verbruggen, J. Driesen, L. Helsen, and D. Saelens, “Assessing electrical bottlenecks at feeder level for residential net zero-energy buildings by integrated system simulation”, *Appl. Energy*, vol. 96, pp. 74–83, Aug. 2012.
- [134] National Instruments Corp., “NI CompactRIO”, 2011. [Online]. Available: <http://www.ni.com/compactrio/>.
- [135] I. Moreno-García, A. Moreno-Muñoz, V. Pallarés-López, and R. Real-Calvo, “Platform for embedded systems design in the smart grid framework”, in

- Advances in Intelligent and Soft Computing*, vol. 133 AISC, 2012, pp. 593–600.
- [136] M. E. Ropp, M. Begovic, A. Rohatgi, G. A. Kern, R. Bonn, and S. Gonzalez, “Determining the relative effectiveness of islanding prevention techniques using phase criteria and non-detection zones”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 15, no. 3, pp. 290–296, 2000.
- [137] A. Agüera-Pérez, J. Carlos Palomares-Salas, J. J. G. De La Rosa, J. María Sierra-Fernández, D. Ayora-Sedeño, and A. Moreno-Muñoz, “Characterization of electrical sags and swells using higher-order statistical estimators”, *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 44, no. 8, pp. 1453–1460, 2011.
- [138] J. J. G. de la Rosa, A. Agüera-Pérez, J. C. Palomares-Salas, J. M. Sierra-Fernández, and A. Moreno-Muñoz, “A novel virtual instrument for power quality surveillance based in higher-order statistics and case-based reasoning”, *Measurement*, vol. 45, no. 7, pp. 1824–1835, Aug. 2012.
- [139] P. Petvaldsky and P. Bilik, “Testing gapless measurement of PQA according to IEC 62586-2”, in *Proceedings of the 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, ELEKTROENERGETIKA 2013*, 2013, pp. 276–279.
- [140] G. Jia and A. A. Taflanidis, “Non-parametric stochastic subset optimization utilizing multivariate boundary kernels and adaptive stochastic sampling”, *Adv. Eng. Softw.*, vol. 89, pp. 3–16, Nov. 2015.
- [141] E. Romero-Cadaval, V. M. Minambres-Marcos, A. Moreno-Munoz, R. J. Real-Calvo, J. J. Gonzalez de la Rosa, and J. M. Sierra-Fernandez, “Active functions implementation in smart inverters for distributed energy resources”, in *2013 International Conference-Workshop Compatibility And Power Electronics*, 2013, pp. 52–57.

# **Anexo A: Publicaciones**





Article

# An Embedded System in Smart Inverters for Power Quality and Safety Functionality

Rafael Real-Calvo <sup>1,\*</sup>, Antonio Moreno-Munoz <sup>1</sup>, Juan J. Gonzalez-De-La-Rosa <sup>2</sup>,  
Victor Pallares-Lopez <sup>1</sup>, Miguel J. Gonzalez-Redondo <sup>1</sup> and Isabel M. Moreno-Garcia <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Department of Computer Architecture, Electronics and Electronics Technology, University of Cordoba, Rabanales Campus, Cordoba 14071, Spain; amoreno@uco.es (A.M.-M.); vpallares@uco.es (V.P.-L.); el1gorem@uco.es (M.J.G.-R.); p92mogai@uco.es (I.M.M.-G.)

<sup>2</sup> Department of Automation Engineering, Electronics, Architecture and Computers Networks, Polytechnic's Engineering faculty, University of Cadiz, Algeciras 11202, Spain; juanjose.delarosa@uca.es

\* Correspondence: rafael.real@uco.es; Tel.: +34-957-212209

Academic Editor: Josep M. Guerrero

Received: 26 January 2016; Accepted: 14 March 2016; Published: 18 March 2016

**Abstract:** The electricity sector is undergoing an evolution that demands the development of a network model with a high level of intelligence, known as a Smart Grid. One of the factors accelerating these changes is the development and implementation of renewable energy. In particular, increased photovoltaic generation can affect the network's stability. One line of action is to provide inverters with a management capacity that enables them to act upon the grid in order to compensate for these problems. This paper describes the design and development of a prototype embedded system able to integrate with a photovoltaic inverter and provide it with multifunctional ability in order to analyze power quality and operate with protection. The most important subsystems of this prototype are described, indicating their operating fundamentals. This prototype has been tested with class A protocols according to IEC 61000-4-30 and IEC 62586-2. Tests have also been carried out to validate the response time in generating orders and alarm signals for protections. The highlights of these experimental results are discussed. Some descriptive aspects of the integration of the prototype in an experimental smart inverter are also commented upon.

**Keywords:** embedded system; smart grid; smart inverter; distributed energy resource; power quality

## 1. Introduction

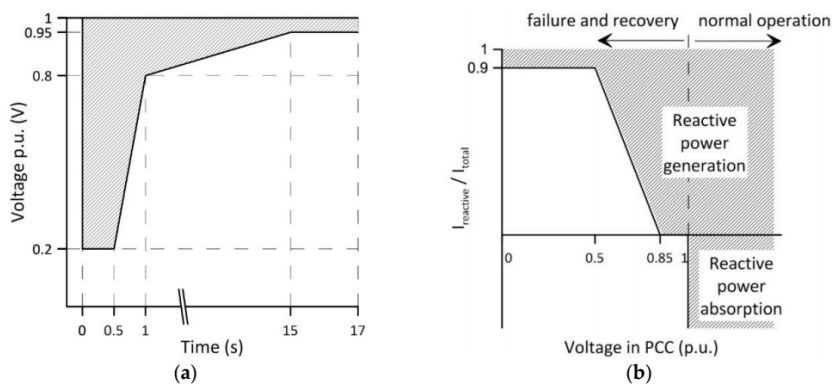
In recent years the power sector has been undergoing substantial changes which are causing a global rethinking of the system and its infrastructure. Among the reasons for this are an evolution in the criteria of consumer demand regarding, for example, energy consumption habits and the power quality levels required. At a global level, the strategic need of countries to diversify energy sources, linked to the increasing development of renewable energy sources, have led to an increase in the coexistence of conventional generation systems and Distributed Energy Resources (DERs). This rapid development of renewable energy generation within electrical systems is mainly due to the development of viable technological solutions and state policies aimed at boosting countries' own energy resources and at reducing dependence on energy imports.

These considerations have resulted in an increased complexity in the management of the electrical system, especially in the areas of distribution where the approach of a passive energy consumption model is giving way to increased penetration of DERs and the existence of bidirectional energy flows. In fact, this trend is expected to increase in the coming years, requiring the system to evolve towards a much more intelligent, active, model, known as the Smart Grid [1–3].

The economic costs of renewable energy installations are becoming more competitive, leading to a growing penetration of supply. In the particular case of photovoltaic (PV) systems, the low cost of panels means that PV installations are proliferating, especially among domestic users. A question that has become relevant in recent times is that, since by its very nature photovoltaic generation is intermittent, a high penetration of PV resources can lead to grid instability if PV generation is not regulated properly. According to some authors, these effects begin to be significant in distribution areas where PV energy penetration reaches between 10 and 15 percent [4]. This means that those areas where solar energy is an important part of the grid find themselves exposed to greater economic costs due to outages and increased maintenance needs.

The approach to solving this increasing problem is to make inverters smarter. This could be a low-cost way for mitigating voltage changes caused by fluctuating solar generation, thus preventing potential power quality problems. To achieve this goal, inverters should be able to generate both active and reactive power, and be able to control the injection or absorption of reactive power in the Point of Common Coupling (PCC) in line with electricity supply needs [5,6]. This type of active management can mitigate the consequences of solar, wind or other factors which cause intermittent variations in power generation output.

As an example, Figure 1 shows two graphs representing the approach of Spanish legislation in addressing this scenario [7,8]. One is a voltage-time graph showing the area in which the inverter must operate when a fault occurs in the grid. The second graph shows the area of operation for reactive current, generated or absorbed, according to the voltage at the interconnection point. At present, Spanish legislation is under review and will be modified, introducing more stringent requirements with regard to inverters. In fact, at this moment, similar changes are taking place in other international standards.



**Figure 1.** Required Inverter operating ranges at the PCC according to the Spanish regulations (Operational Procedure 12.3) [7]: (a) Voltage-time curve that defines the operating ranges of the inverter on a fault; (b) Injecting or absorbing reactive power depending on the voltage at the PCC.

Because these new criteria are precisely the opposite to the line of action that such regulations have followed to date, such approaches are rethinking the main international standards that regulate the operation of DERs. Traditionally, these regulations have forced inverters to disconnect from the grid at the first sign of problems. But in current grid scenarios this simple security measure can be counterproductive, since disconnection can cause even more instability.

In this new context of intelligent grids, the control of electrical interconnection in PCC between DER equipment, loads and the rest of the system becomes critical. Therefore, the equipment will be obliged to meet the new requirements. This often involves an increase in the intelligence of its

electronic systems. It is in this scenario where the Embedded Systems (ES) and Intelligent Electronic Devices (IED) play an important role, either by integrating them into new equipment coming onto the market, or improving the preexisting installed equipment and adapting it to the emerging scenarios (Figure 2).

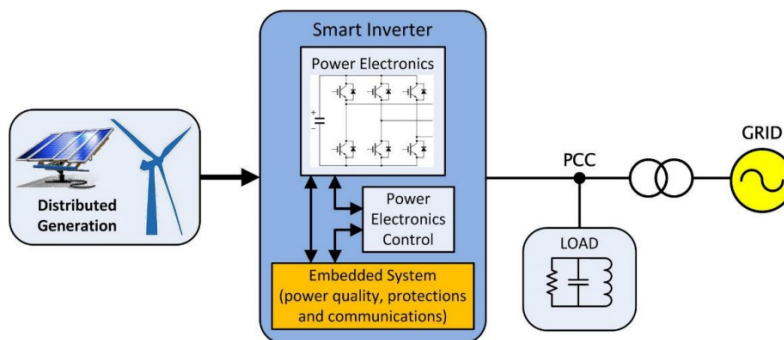


Figure 2. Context of an embedded system in a smart inverter.

There are several important aspects to consider when addressing the design of an ES for controlling the electrical interconnection between DERs and the grid. Primarily, there is a need for real-time interaction between the equipment and the remote system management units [9–11]. Other important aspects are the temporal determinism in the communications and time stamping of the data in order to establish the state of the interconnection interface with precision [12,13]. The synchrophasor schemes and the use of synchronism based on Precision Time Protocol (PTP) are examples of this type of solutions [14]. Also important is the existence of temporal behavior specifications that, as well as monitoring parameters, can undertake protective action based on the regulations in force. Multifunctionality is another aspect to consider because the ES will have to operate in different scenarios, monitoring the electrical parameters that will enable decisions to be taken based on the information they provide. This in turn, enables power quality and protection functions to be covered either individually or simultaneously [5]. For example, when monitoring power quality, an ES will behave as a data logger, while in the protection domain it must have a decision capability in order to send alarm signals or to actuate a certain switch. Finally, and because of the need to integrate heterogeneous equipment, modularity is also important [15]. The latest generation products have already integrated these intelligent devices, although currently they are quite a low percentage of total installed equipment. The real problem arises when integrating ESs into conventional equipment in order to upgrade it to the new needs and demands of the electrical system.

The continuous development of system-embedded technologies, as well as the reduction in their design and production cost, implies important benefits when using these devices for the interconnection control between DERs and the grid. Today, however, it is difficult to find such systems integrated into a single device. Selecting the correct architecture when designing an ES will enable a balance between the processing and storing resources to be struck.

In this work the design and development of a prototype of a multifunctional ES is presented. This prototype contributes supply and protection functions in DER devices that need to adapt or expand their functionality to meet the demands of new operating or regulatory contexts. It aims to control and manage interconnections between a smart inverter and the grid. It has been designed taking into consideration the temporal intervals suitable for the measurements defined in standard IEC 61000-4-30. From the perspective of protection functionality, the operation ranges for the different electrical parameters and the response time under abnormal conditions are compliant with the most



representative regulations. The modular design of the device, based on subsystems, allows for it to be adapted to the regulatory changes taking place in interconnection management, mainly with regard to the integration of photovoltaic inverters. Moreover, not only can this system be integrated into new devices, but its real potential is its ability to expand the functionalities of inverters that are already installed and which need to be adapted to a new regulatory framework.

The methodology followed in the prototype tests is explained in the experimental section. The tests were undertaken in order to determine the quality of the prototype when measuring the parameters, as well as its temporal response. Finally, a brief summary of the Smart Inverter for Distributed Energy Resources (SIDER) projects is included. This project has been sponsored by the Spanish Ministry of Science and Innovation and deals with the real integration of the prototype with a photovoltaic inverter in order to operate it within the context of a Smart Grid.

## 2. Description of the System

### 2.1. Design and Architecture

One of the key aspects when designing this kind of device is the suitability of the temporal requirements, as determined by the operating needs and the specific regulations. Being able to adapt to a series of temporal interval measurements is necessary. This depends on the stationary nature of the parameters to be monitored. Furthermore, and according to processing speed, the architecture of the system must be compatible with the temporal response required by the different protection devices.

In order to control the quality of the electrical interface, ES functionality must be compliant with the requirements of standard IEC 61000-4-30. This standard defines the methodology for measuring quality parameters in the power supply for 50 and 60 Hz systems, describing the temporal intervals and aggregations needed for each type of measurement [16,17]. Two classes of measurement method are included in IEC 61000-4-30: class A and class S methods. Class A methods are required when a high-precision measurement is needed. These methods imply the use of high-quality instrumentation equipment. From the inception of the prototype presented in this paper, this has been taken into account when developing it. Our development is oriented to be class A compliant. This implies demanding characteristics in the data acquisition and processing stages in order to obtain measurements with a level of uncertainty within the limits established by the standard.

With regard to the protection functionality, the system must provide its commands and alarms according to the response times specified in the pertinent regulation. In our case, a set of subsystems have been established for supervising the operating conditions of the grid-connected device. The appropriate commands and signals are generated and sent when the corresponding thresholds are exceeded. The reference standards used here are IEC 61727, IEC 62116, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 and IEEE 929.

It is necessary to define a proper architecture for measuring the electrical parameters. According to IEC standard 61000-4-30 there are two types of parameters, those computed at cycle level and those computed at 10/12 cycles (200 ms). However, a detailed analysis of the regulation shows that most of the temporal response requirements are above 1 cycle and below 10 or 12 cycles. That is, 50 ms for the voltage window according to IEC 61727, or 160 ms for the frequency window according to IEEE 1547. The initial plan was to base this work on the 1-cycle measurements for these parameters. This, however, could lead to an increase in false positives when detecting signals outside the operating range due to the fact that measurements always include a certain amount of random components. This has led to a compromise solution by which a new measurement interval of 2 cycles has been defined and team has been termed as quasi-stationary. This has a sufficiently rapid response and it provides the stationarity needed for filtering very fast non-critical random phenomena. Therefore, the data architecture of the system requires three processing routes:

- Processing at cycle level, where the parameters related to power quality with strong non-stationary characteristic such as voltage dips, swells and sags are extracted.

- A second route for processing for two-cycle based measurements, with the aim of providing a quick response by the protection devices, minimizing the false positives.
- The third route is dedicated to the purely stationary parameters which are computed based on 200 ms intervals. This is appropriate in the case of power and energy measurements, symmetrical components, phase unbalance measurements, *etc.*

The system architecture is based on an acquisition of three-phase system voltage and current values. Seven data channels were implemented—three for voltage and four for current (one of them for the neutral current). Having obtained these data, the measurement intervals are adjusted in order to obtain the parameters and time stamping needed. These data are processed according to the required functionality. For example, events detection is based on the quick reading at cycle level and the processing of High Order Statistics (HOS) [18]. The 2-cycle window is used for protection applications, with a detection system which supervises the operation ranges needed. These operating ranges are completely reconfigurable in order to adapt to changes in regulations. Moreover, all of the stationary power quality parameters are associated with the 10-cycle windowing, obtaining aggregations of greater duration, according to parameters and needs. Finally, the data are classified and packaged in such way that it can be communicated to other devices or network entities. The frame structure has fields for classification, time stamping and priority. Figure 3 presents the architecture of the ES developed, with a scheme of the functionality, as well as the three processing routes.

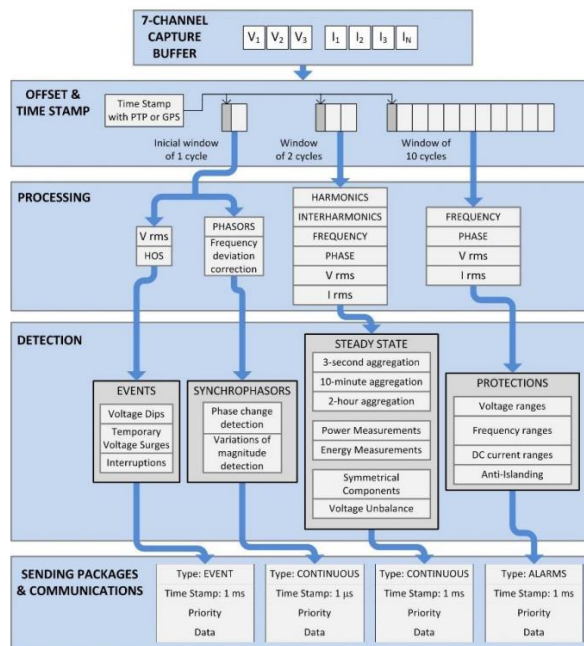


Figure 3. Functional architecture for the developed ES.

To achieve this processing architecture, three critical loops with temporal determinism are used: half-cycle, 2-cycle and 10-cycle loops. Each of the functionalities of the ES is implemented in the corresponding loop according to the temporal requirements. The data transfer is undertaken from the quicker loops to the slower ones, using two FIFO stacks, one for 2-cycle data processing and the other for the 10-cycle data. Both stacks are managed by the real-time operating system. Cycle level

data processing is performed in the half-cycle loop, in order to minimize delays and information loss. Figure 4 shows a block diagram of the system.

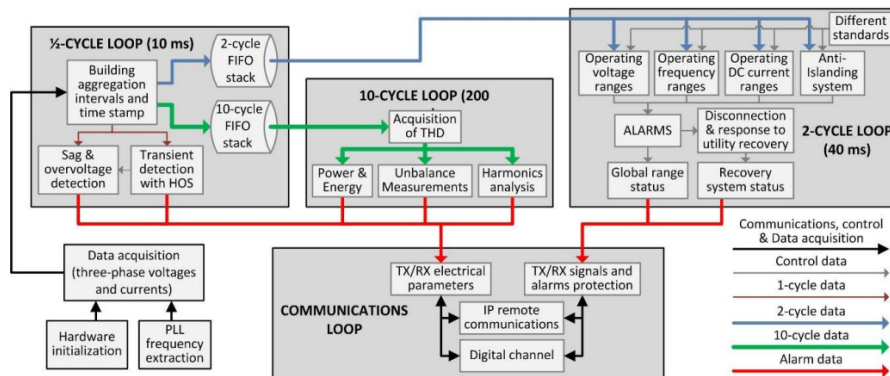


Figure 4. Embedded system block diagram.

For analyzing nonstationary parameters with a strong random component, the system uses data directly from the half-cycle loop (with parameters calculated at cycle level). For the rest of the parameters 2- and 10-cycle loop data from stacks, where such data is synchronized in real time, are used. Depending on the response time required in the system, data from one stack or the other will be used.

Data from 10-cycle loops have a higher stationarity, and therefore more stable values, but are associated with a greater delay due to the processing loop. They are used in non-critical operating conditions and for response times with some relaxation (over 400 ms).

Data from 2-cycle loops, which the team has termed quasi-stationary, are much faster and also have a certain rejection of random phenomena that may increase the probability of false positives in decision-making algorithms. This approach is advantageous when operating conditions are critical and protections have to act quickly.

A CompactRIO-9024 platform (National Instruments, Austin, TX, USA), programmable with LabVIEW (National Instruments, Austin, TX, USA), with a floating point PowerPC processor and a Field Programmable Gate Array (FPGA) were used, working with the real-time operating system VxWorks (Wind River, Alameda, CA, USA). Two data acquisition modules (NI 9225 and NI 9227, National Instruments, Austin, TX, USA) with a sampling capacity of 50 KSps were utilized in order to acquire three voltage and four current channels. These modules have a 24-bit resolution and Delta Sigma conversion with analogue prefiltering. A nominal sampling speed of 12.5 KSps was chosen in order to equilibrate the sampling for all of the channels. In our case, these acquisition modules are directly connected to the FPGA which is responsible for the samples' synchronization and sequencing. It allows for a system response with almost no latency. Communication between the FPGA and the PowerPC for deterministic real-time applications is via a high speed PCI bus. Below is a description of some of the system's functionalities, focusing on those that are oriented towards protections and power quality.

## 2.2. Protection Functionalities

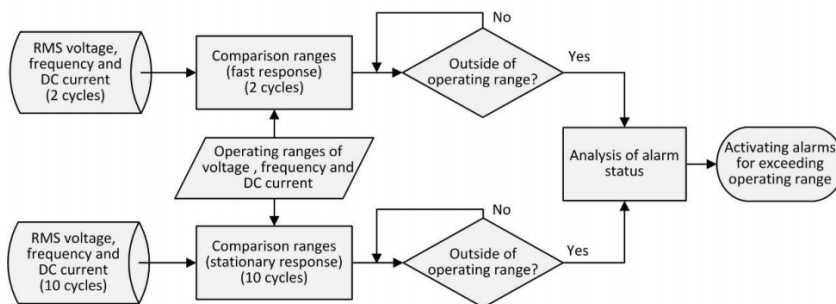
As mentioned, this device works with a wide variety of standards (IEC 61727, IEC 62116, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 and IEEE 929). Furthermore, its design provides it with the ability to adapt to the regulatory changes taking place. The algorithms used enable the device to work with different standards simultaneously, sending advice on protection and alarms according to the most restrictive

standard activated within the equipment at a given time. An analysis of the state of alarm is performed in the subsystems responsible for generating signals for protection applications where the standards enabled within the equipment and the alarm signals which must be generated are verified. The alarm status always corresponds to the most restrictive standard which is enabled on the device at any given moment.

### 2.2.1. Operating Ranges Protections

The IED is provided with a subsystem that simultaneously detects the voltage and frequency operating values in all three phases while also comparing these values to the range of operating values stipulated in a large number of regulations. Once these ranges are exceeded, the appropriate protections will be activated. In the case of the device being integrated into an inverter for photovoltaic applications, it is necessary to control the level of direct current (DC) injected into the grid by the equipment to ensure that it is below a maximum value which is defined by the regulations as a percentage of the nominal inverter current (typically around 1%) under all operating conditions.

The standards used in this subsystem are IEC 61727, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 and IEEE 929. As already mentioned, the system presented here enables new regulatory changes to be introduced easily. The algorithm in Figure 5 checks whether the voltage, frequency and DC current injection are within the operating windows. If not, it generates alarm signals directed to the maneuver equipment. Data from the 2-cycle stack are used for faster protection actions, while the 10-cycle data are used for alarms with a less demanding time response. At all times a display informs the user on the evolution of the signals of the electrical parameters and the alarms that are active. These data are classified as high-priority protection alarms and they are communicated to other entities or equipment.



**Figure 5.** Alarms generation algorithm for exceeding operating ranges of voltage, frequency and DC current injection.

### 2.2.2. Anti-Islanding Protection

Islanding is a situation that arises when the mains is switched off but distributed generation continues feeding power lines. This scenario, if not controlled, is potentially dangerous for both people and equipment. Therefore the DERs should be able to detect and take appropriate action by activating protective systems within a time slot, something which traditionally implied disconnecting distributed generation from the mains affected [19–21].

The most efficient operational situation is where island scenarios are detected at the fault's point of origin and entities and equipment in the affected areas are informed of this via communications networks. The communications infrastructure in power systems is increasing significantly, and in the medium-term future the grid itself might be able to self-diagnose the islanding situation. The equipment presented in this paper is pre-enabled to receive and transmit such alarm signals using communication channels.



However, at present, this communications systems-based diagnosis of islanding is not widespread and a redundant system based on local detection is required in which the device itself detects the island status. The anti-islanding system implemented in the ES is based on passive local detection because it is a less problematic approach than active detection [22]. Active methods inject current distortion within the grid to assess if the primary generation is active or not. This causes an increase in harmonic distortion which especially affects several remote devices operating simultaneously in close proximity; in scenarios, for example, where there are multiple photovoltaic inverters.

The approach of this local anti-islanding system is original. This passive autonomous detection is multiple because four simultaneous detection methods are used to minimize the uncertainty window problem of false positives [22,23]. Figure 6 shows the block diagram for this subsystem. Detection methods used include: voltage windowing, frequency windowing, Jump Phase Detection (JPD) and THD threshold detection. In addition, the system enables: (a) the detection range for each method to be configured; (b) the number of methods to decide on the status of islanding (arithmetic decider) to be configured; (c) different weights to be assigned to each method (weighted decisor), so that it can establish an order of priorities among them and improve the efficiency of detection.

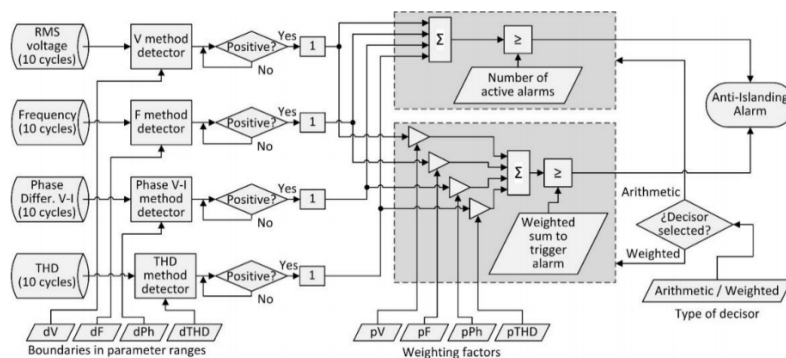


Figure 6. Functional diagram of the anti-islanding subsystem.

This subsystem is based on 10-cycle parameter data, since they present more stationarity and allow enough time margins for the required response times by anti-islanding actions. The data of the four parameters (RMS voltage, frequency, phase difference between voltage and current, and voltage THD) apply to a specific detector for each. These detectors compare each set of a parameter's 10-cycle data with this parameter's medium- to long-term average value. This value, averaged over the medium to long term for voltage and frequency is taken from the 10-minute aggregation described in standard IEC 61000-4-30. In the case of THD and phase between voltage and current, an average of 2 min was decided upon because there is greater variability depending on the load conditions. Therefore, a stationary estimate of the parameter with which to compare the samples to 10 cycles is obtained and since the islanding situation causes a progressive increase in spacing from this average value, a relatively simple and effective method of detection is achieved. To define a positive detection, the user can choose the threshold distance between the data at 10 cycles and the average value.

The system also allows the user to choose between a weighted or an unweighted decisor. The unweighted decisor acknowledges the alarm when a number of positive detections for different methods occur simultaneously. On the other hand, the weighted decisor takes into account the relevance of each detection method to achieve a finer adjustment of the subsystem. In the first case, the active detection number (integer from 1 to 4) is selected to activate the alarm. In the second case, the system calculates the contribution of each detection according to its weight and the alarm is triggered if the calculated value exceeds a user-configurable value.

### 2.3. Power Quality

The most relevant functionalities of the system in relation to power quality (PQ) are described below. These PQ functions of the equipment are based on standard IEC 61000-4-30, which defines the power quality parameter measurement methods in 50/60 Hz power grids and how to interpret the results. Below is a description of these subsystems.

#### 2.3.1. Spectral Analysis, Imbalance Measurements, Power and Energy

This subsystem is synchronized in a temporary 10-cycle loop, with voltage and current data from the 10-cycle stack. This means that every 200 ms the system has spectral information of at least the first 50 harmonics and 50 interharmonics of the signal monitored at the interconnection point. Due to the large amount of spectral information, this is one of the subsystems that generate the greatest computational load. In addition to giving information about the voltage harmonic spectrum, it also shows the values of the harmonic groupings and sub-groupings according to IEC standard 4100-4-7. The subsystem also calculates the THD of voltage and current.

For imbalance measurements, the subsystem presents the components of sequence zero, positive and negative and unbalanced relationships of sequence zero and negative sequence for both the voltage and current.

The values of apparent active and reactive power in the signal, the values of active and reactive power in the fundamental component and the power factor are presented. It also reports on similar values in terms of energy: the energies of positive and negative sequence, as well as inductive and capacitive reactive energy.

#### 2.3.2. Event Detection

Higher-order statistics (HOS) have shown their potential to deal with impulsive and non-linear time-series in the PQ analysis frame [18,24]. In fact, HOS take into account an extended set of features that enhance detection and make the decision-making stage feasible. More precisely, the work [25], where second and higher-order features are combined to take a decision on the event under study, has been adopted to implement the detection algorithm, this time on an autonomous platform.

With regard to the use of estimators applied to the signals being tested, the results are obtained by using sliding cumulants, *i.e.*, a moving window in the time domain over which to compute each cumulant (3rd- and 4th-order cumulants for zero time-lag). The hypothesis of robustness (repeatability) for the HOS estimators is satisfied throughout the whole measurement process, so pre-normalizing signals is compulsory. This stage is considered as an *in situ* calibration and allows the instrument to adapt to different power-generation systems. Thus, normalized values (for a healthy signal) correspond to unit amplitude and variance of 0.5.

Based on the former premise, the detection strategy is described below. The expected 50-Hz voltage waveform exhibits constant statistical behavior (stationarity), *i.e.*, with concrete, stable statistical parameters as the sliding windows check it. Therefore, any disturbance that alters these nominal values while conserving their frequency (50 Hz), would exhibit another stable statistical state, being characterized this time by a new set of statistical parameters, different from the ones with regard to the undistorted steady-state. Those which do not maintain their frequency will be targeted, but will not exhibit constant statistical parameters.

The logical reasoning process, shown in Figure 7, represents all the possible cases resulting from the calculation of the estimators (for each position of the sliding window) and the interpretation that the Case-Based Reasoning (CBR) module performs on the triplet vector.

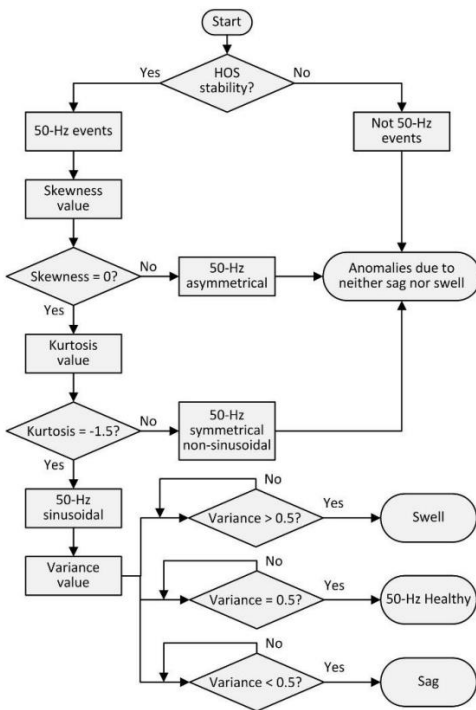


Figure 7. Event detection algorithm based on HOS.

Once the events have been detected and identified with the HOS-based algorithm, this subsystem also classifies the sag and swell levels according to the criteria of standard IEC 61000-4-30. Finally a time stamp is applied to event data and the corresponding alarm is triggered. Figure 8 shows the block diagram of the event detection subsystem.

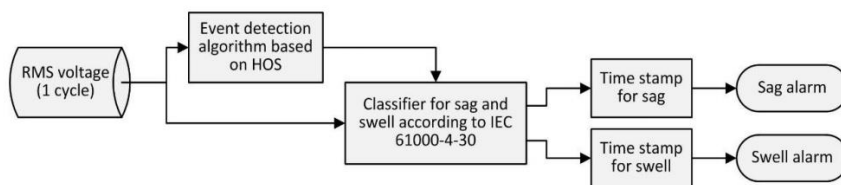


Figure 8. Block diagram of event detection subsystem.

### 3. Testing and Experimental Results

Based on the design defined above, the ES prototype has been developed and tested to validate its behavior. From the point of view of electrical parameters monitoring, tests to verify the quality of the measurements have been carried out. The systems that generate orders and alarms related to protections were also tested by measuring the temporal response to critical events. Below, the experimental tests and results are presented and discussed.

### 3.1. Tests for Quality on Electrical Parameters Measurements

In order to confirm the quality of electrical parameters measurements carried out following the methodology of IEC standard 61000-4-30, the prototype has been subjected to testing protocols according to standard IEC 62586-2, both Class A and Class S. In these tests the measurement uncertainty is calculated and verified so that it is below the limits proposed at different operating points. How certain influencing quantities affect uncertainty was also shown.

The methodology used was based on the analysis of central tendency and dispersion statistics applied to the data series of experimental measurements obtained with the prototype. This analysis used graphical statistical tools such as histograms and boxplots, and also calculated the probability density plots of the series using non-parametric estimation based on kernel [26]. The results of the tests of uncertainty are related to a normal Gaussian distribution, with coverage factor  $k = 2$ , and a confidence level of  $p = 95\%$ .

A three-phase power source, AC iX 3001 from California Instruments (AMETEK Programmable Power Inc., San Diego, CA, USA), was used to perform these tests. To contrast the measurements taken with the prototype, a 430 II analyzer grid (Fluke Corporation, Everett, WA, USA) and a 34401A multimeter (Agilent, Santa Clara, CA, USA) with  $6\frac{1}{2}$  digits, was used together with a DL850E ScopeCorder oscilloscope-recorder (Yokogawa Electric Corporation, Tokyo, Japan). In all tests a nominal reference voltage of 230 V was used. The series of measurement data on the prototype have been built with a 5-min observation period, samples being taken every 200 ms. Figure 9 shows an image of the scene during these tests.

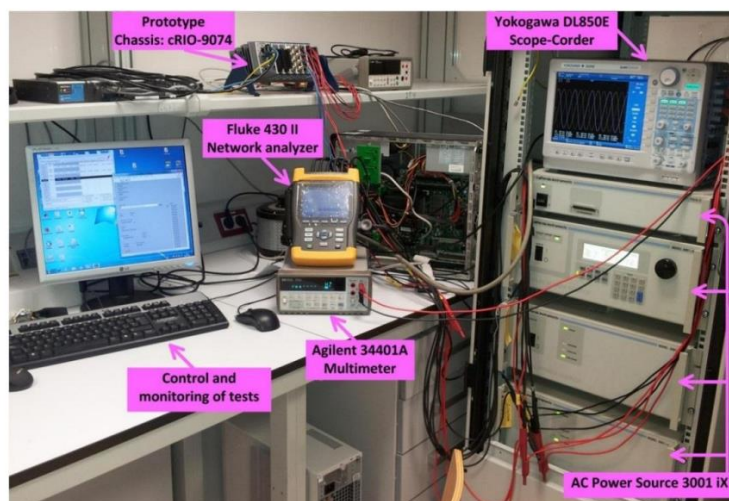


Figure 9. Test context and equipment.

Given the extent of the applied testing protocol, this paper will only present a summary of the most important results. This paper will focus on measurements of fundamental parameters such as frequency and voltage, and the results of harmonics measurements. Furthermore, given their greater relevance, only the results for the A class tests will be discussed here, although the prototype was also tested with the class S protocol, passing it with a wide margin.

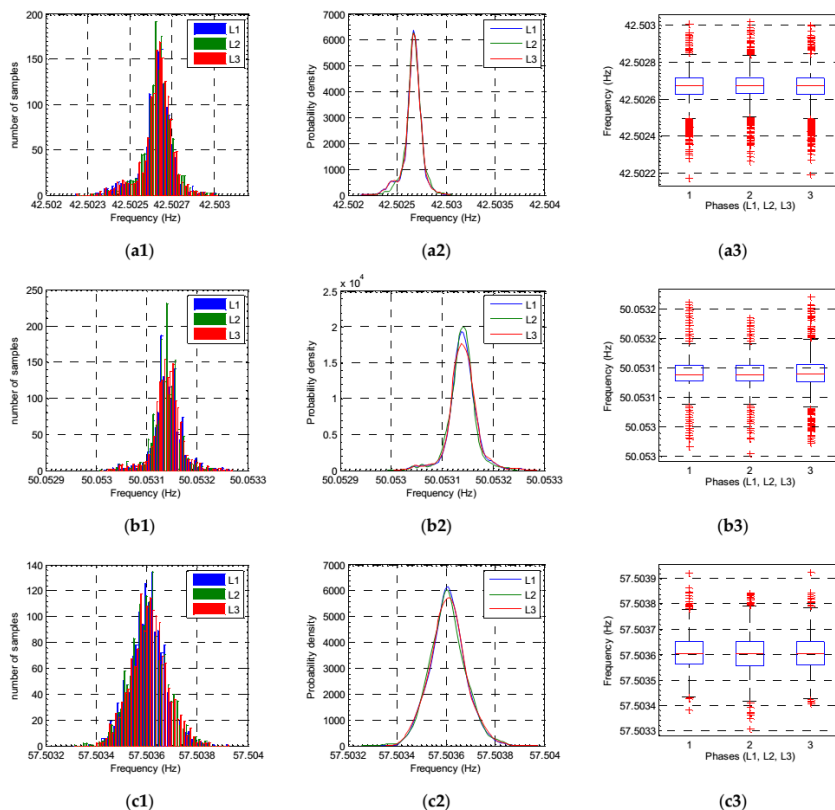
Table 1 shows a summary of the tests performed to check the uncertainty in frequency measurements carried out with the prototype. Figures 10 and 11 show the statistical behavior of the measurements performed in these tests. A high measurement quality with low levels of dispersion



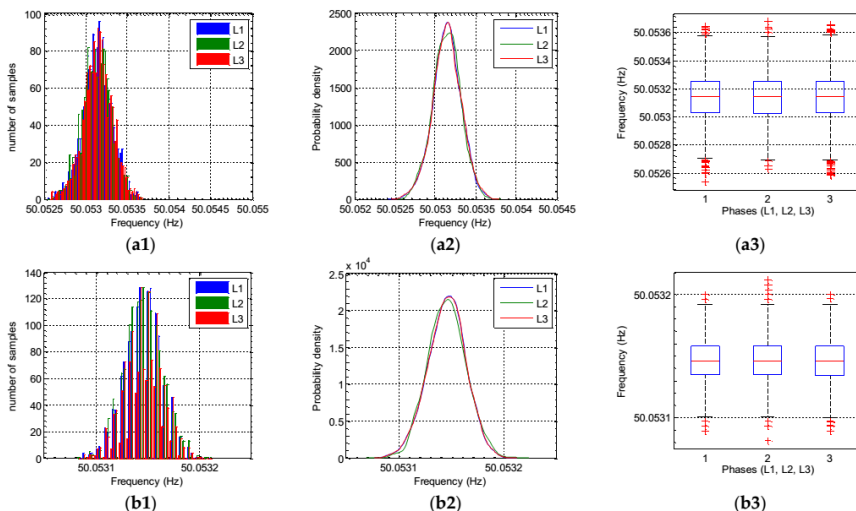
in the series of measured data can be observed, is associated with very low uncertainties in the measurements, with values of less than  $\pm 0.4$  mHz, far behind the limit of  $\pm 10$  mHz required by standard IEC 62586-2.

**Table 1.** Summary of tests for calculating uncertainty in frequency measurements.

Test Objective	Testing Points	Complementary Test Conditions	Uncertainty ( $k = 2, p = 95\%$ )		
			L1	L2	L3
To calculate the uncertainty for frequency measurements	P1: 42.5 Hz	not applicable	$\pm 1.8621 \times 10^{-4}$ Hz	$\pm 1.7064 \times 10^{-4}$ Hz	$\pm 1.8643 \times 10^{-4}$ Hz
	P2: 50.05 Hz		$\pm 5.6035 \times 10^{-5}$ Hz	$\pm 5.2149 \times 10^{-5}$ Hz	$\pm 5.7067 \times 10^{-5}$ Hz
	P3: 57.50 Hz		$\pm 1.4151 \times 10^{-4}$ Hz	$\pm 1.4753 \times 10^{-4}$ Hz	$\pm 1.4608 \times 10^{-4}$ Hz
To measure the influence of the voltage	P2: 50.05 Hz	S1: 10% $V_{nom}$	$\pm 3.4629 \times 10^{-4}$ Hz	$\pm 3.4019 \times 10^{-4}$ Hz	$\pm 3.5212 \times 10^{-4}$ Hz
To measure the influence of the voltage harmonics		S1 for harmonics	$\pm 3.5889 \times 10^{-5}$ Hz	$\pm 3.6211 \times 10^{-5}$ Hz	$\pm 3.5876 \times 10^{-5}$ Hz



**Figure 10.** Tests of uncertainty in frequency measures. Histograms, probability density functions and box plots, corresponding to: (a1) (a2) (a3) Test point P1 (42.5 Hz); (b1) (b2) (b3) Test point P2 (50.05 Hz); (c1) (c2) (c3) Test point P3 (57.5 Hz).



**Figure 11.** Tests of uncertainty in frequency measurements under influence quantities. Histograms, probability density functions and box plots, corresponding to: (a1) (a2) (a3) Influence of voltage (S1: 23 V) in the frequency measurement (P2: 50.05 Hz); (b1) (b2) (b3) Influence of voltage harmonics (S1) in the frequency measurement (P2: 50.05 Hz).

The tests used for voltage measurements also achieved good uncertainty results. As can be seen in Table 2, in all cases the values of uncertainty are below  $\pm 100$  mV, well below the 0.1% of the reference voltage specified by the standard.

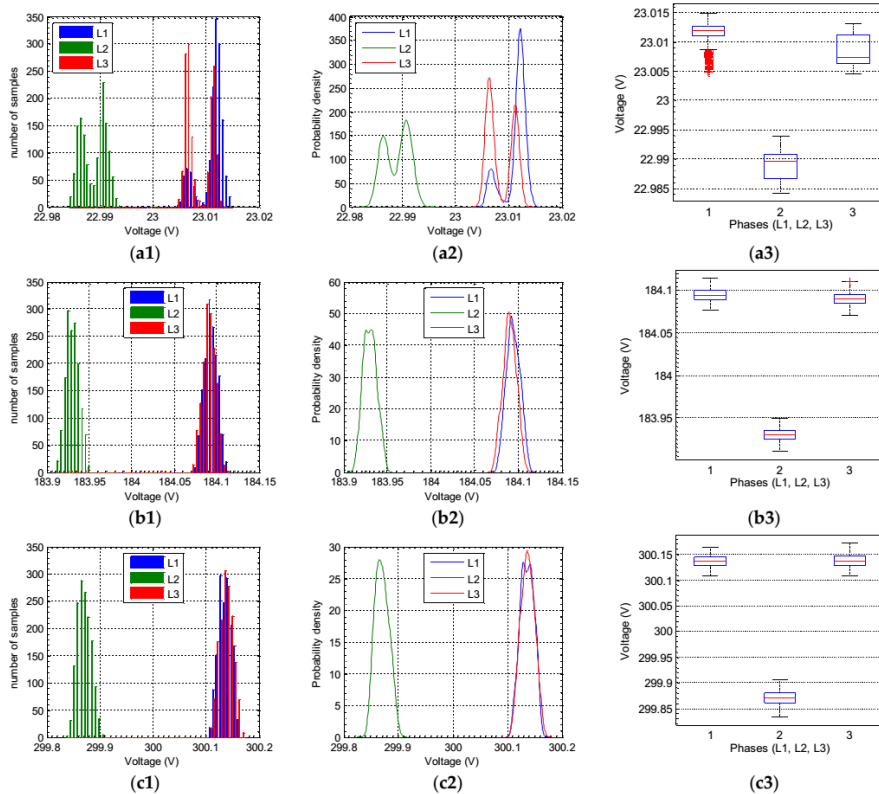
**Table 2.** Summary of tests for the calculation of uncertainty in voltage measurements.

Test Objective	Testing Points	Complementary Test Conditions	Uncertainty (k = 2, p = 95%)		
			L1	L2	L3
To calculate the uncertainty for voltage measurements	P1: 10% $V_{nom}$	not applicable	$\pm 4.4858 \times 10^{-3}$ V	$\pm 4.6566 \times 10^{-3}$ V	$\pm 4.9194 \times 10^{-3}$ V
	P3: 80% $V_{nom}$		$\pm 1.5285 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.5286 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.5205 \times 10^{-2}$ V
	130% $V_{nom}$ <sup>1</sup>		$\pm 2.4348 \times 10^{-2}$ V	$\pm 2.5275 \times 10^{-2}$ V	$\pm 2.4861 \times 10^{-2}$ V
To measure the influence of the frequency	P3: 80% $V_{nom}$	S1: 42.5 Hz	$\pm 1.4974 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.4412 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.4427 \times 10^{-2}$ V
		S3: 55.75 Hz	$\pm 1.7325 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.7913 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.7472 \times 10^{-2}$ V
To measure the influence of the voltage harmonics		S1 for harmonics	$\pm 1.3195 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.3470 \times 10^{-2}$ V	$\pm 1.3469 \times 10^{-2}$ V

<sup>1</sup> Test point outside IEC 62586-2 standard due to limitation of the power supply's maximum output voltage.

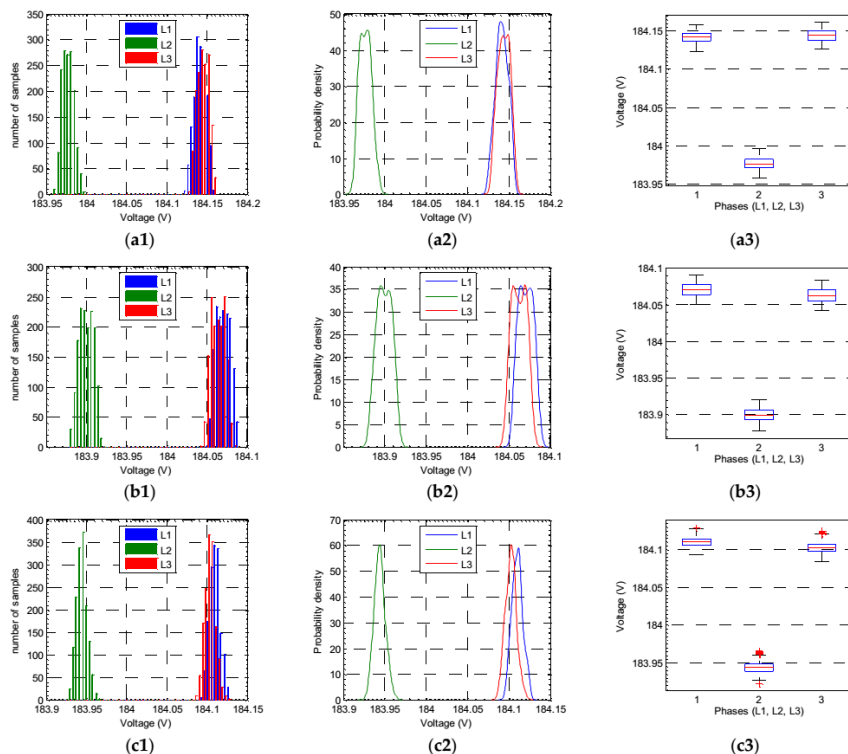
Figures 12 and 13 show the statistical results of the voltage measurements on the test points. In these graphs two features, explained below, can be observed. First, the histogram, and much more clearly the probability density functions of statistical distributions of the measured data, show bimodal behavior. This feature becomes more marked as the measuring points move away from the nominal voltage (230 V) or when influence quantities are introduced (by varying the frequency or by introducing harmonics). The second feature that can be clearly seen is a deviation in the central values of voltage in all three phases. Both features can also be observed in measurements using the rest of the

support instruments used in the tests. Therefore, it can be concluded that the cause of this behavior is not due to the measurement made by the prototype tested in the study.

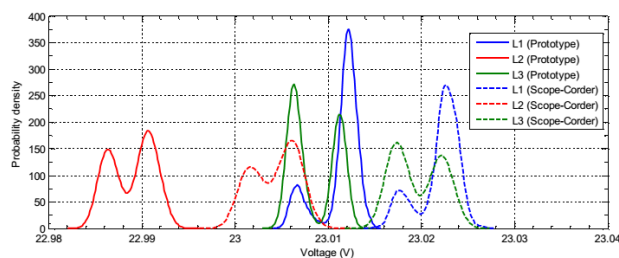


**Figure 12.** Tests of uncertainty in voltage measures. Histograms, probability density functions and box plots, corresponding to: (a1) (a2) (a3) Test point P1 (23 V); (b1) (b2) (b3) Test point P3 (184 V); (c1) (c2) (c3) Test point 300 V.

Figure 14 compares the probability density functions of the data sets of the three phases measured in test point P1 ( $10\% V_{nom} = 23 \text{ V}$ ) with the prototype and with the Yokogawa DL850E ScopeCorder. Comparing these data can corroborate that both instruments confirm the existence of a deviation between the central values of the phase voltages as well as behavior of the density function denoting a bimodal distribution. With regard to these behavior characteristics, our conclusion points to the programmable power source as the root cause. In this case, the operating manuals of the AC iX 3001 power source state that these effects are compatible with the source output resolution provided by the manufacturer.



**Figure 13.** Tests of uncertainty in voltage measurements (P3: 184 V) under influence quantities. Histograms, probability density functions and box plots, corresponding to: (a1) (a2) (a3) Influence of frequency (S1: 42.5 Hz); (b1) (b2) (b3) Influence of frequency (S3: 55.75 Hz); (c1) (c2) (c3) Influence of voltage harmonics (S1).



**Figure 14.** Comparison between probability density functions of the data sets of the three phases measured P1 (10%  $V_{nom} = 23$  V) with the prototype and the Yokogawa DL850E ScopeCorder.

We have tried to follow the guidelines for the class A protocol, as reflected in IEC 62586-2, as closely as possible. Sometimes, however, it was necessary to adapt to the constraints of the laboratory resources available. These limitations are mainly given in the programmable power source, due to it having a maximum 300-V output voltage. In fact, the test point in the measurements had to be adapted to 150% of nominal voltage (345 V), as indicated by the standard, and reduce it to 130% of nominal

voltage (300 V) due to the above limitation in the source output voltage. This circumstance has also caused linearity problems in the harmonic spectrum of the output source when operational limits have been forced. Therefore, the results of these tests are not intended to be conclusive in the sense of certifying the prototype's class A category. However, these tests do indeed validate a high quality in the prototype, and may give an idea of its capacity to pass the rigorous class A certification.

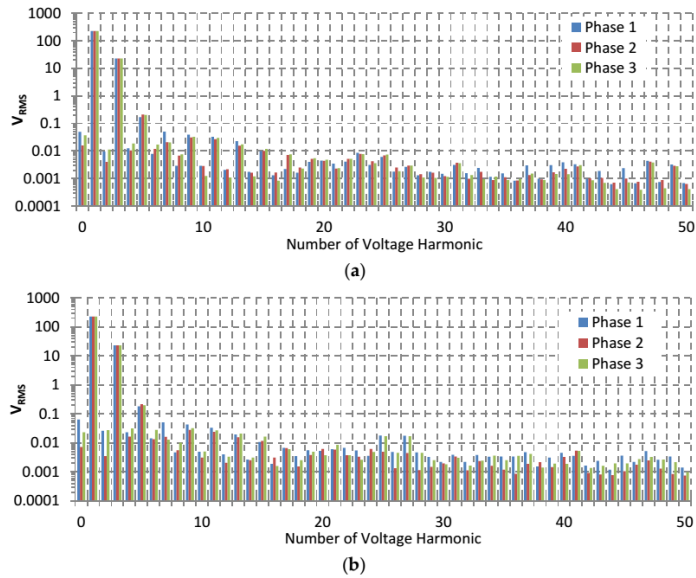
With regard to the uncertainty in voltage harmonics measurement, Table 3 shows a summary of the tests performed. In general, all measurements of uncertainty presented values below  $\pm 20$  mV, confirming compliance with the requirements of IEC standard 62586-2, except for a problem due to the power source in the test at point P5 (test for all harmonics with high level). IEC 62586-2 refers to standard IEC 61000-2-4 on some tests that need to cover the whole harmonic spectrum, specifically at point P5, which requires 200% of class 3 compatibility levels from this standard. Although an attempt was made to perform the harmonic test at point P5 by forcing the source with the highest levels of harmonics that it was able to generate, a high instability with a significant nonlinear behavior was, however, detected in generation levels. This behavior could be detected with both the prototype and the grid analyzer, with both providing highly unstable readings. Therefore, the results of this test were discarded.

**Table 3.** Summary of tests for the calculation of uncertainty in voltage harmonics measurements.

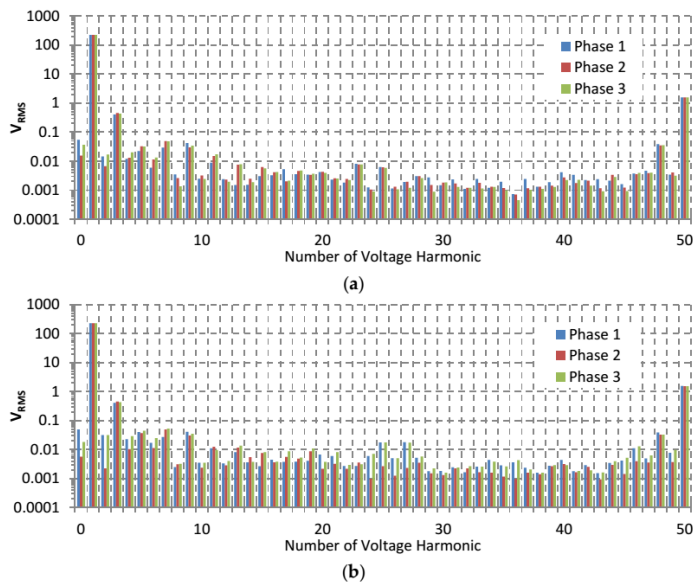
Test Objective	Testing Points	Complementary Test Conditions	Uncertainty ( $k = 2, p = 95\%$ )		
			L1	L2	L3
To calculate the uncertainty for single even harm.	R.C. + P1: 2 <sup>nd</sup> H (100 Hz) 5% $V_{nom}$	not applicable	$\pm 3.4300 \times 10^{-3}$ V	$\pm 3.8605 \times 10^{-3}$ V	$\pm 1.2735 \times 10^{-3}$ V
To calculate the uncertainty for single odd harm.	R.C. + P2: 3 <sup>rd</sup> H (150 Hz) 10% $V_{nom}$		$\pm 1.2958 \times 10^{-3}$ V	$\pm 4.2875 \times 10^{-3}$ V	$\pm 2.1524 \times 10^{-3}$ V
To calculate the uncertainty for single high harm.	R.C. + P3: 50 <sup>th</sup> H (2500 Hz) 1% $V_{nom}$		$\pm 8.3164 \times 10^{-4}$ V	$\pm 1.0013 \times 10^{-3}$ V	$\pm 5.7320 \times 10^{-4}$ V
To calculate the uncertainty for all harmonics with low levels	R.C. + P4: 2-50 <sup>th</sup> H (100-2500 Hz) 10% of class 3 levels from IEC 61000-2-4		better than $\pm 1.81 \times 10^{-2}$ V	better than $\pm 1.78 \times 10^{-2}$ V	better than $\pm 1.80 \times 10^{-2}$ V
To calculate the uncertainty for all harmonics with high levels <sup>3</sup>	R.C. + P5: 2-50 <sup>th</sup> H (100-2500 Hz) 200% of class 3 levels from IEC 61000-2-4		-	-	-
To measure the influence of the frequency	P1: 2 <sup>nd</sup> H (100 Hz) 5% $V_{nom}$	S1: 42.5 Hz	$\pm 1.4621 \times 10^{-3}$ V	$\pm 1.8602 \times 10^{-3}$ V	$\pm 1.3750 \times 10^{-3}$ V
	P3: 50 <sup>th</sup> H (2500 Hz) 1% $V_{nom}$	S3: 55.75 Hz	$\pm 4.9917 \times 10^{-4}$ V	$\pm 1.3870 \times 10^{-3}$ V	$\pm 6.3741 \times 10^{-4}$ V
To measure the influence of the voltage	P2: 3 <sup>rd</sup> H (150 Hz) 10% $V_{nom}$	S1: 10% $V_{nom}$	$\pm 1.2801 \times 10^{-3}$ V	$\pm 2.3663 \times 10^{-3}$ V	$\pm 2.4311 \times 10^{-3}$ V
		130% $V_{nom}$ <sup>2</sup>	$\pm 5.6012 \times 10^{-3}$ V	$\pm 1.5584 \times 10^{-2}$ V	$\pm 7.7782 \times 10^{-3}$ V

<sup>1</sup> RC: Reference Conditions; <sup>2</sup> Test point outside standard IEC 62586-2 due to limitation of the power supply's maximum output voltage; <sup>3</sup> Test not performed because it exceeded the operating range of the power source.

When comparing the results of measurements using the prototype and the Fluke 434-II analyzer, greater stability was observed in our prototype in the harmonic spectrum readings in all three phases than in the Fluke 434-II analyzer. This fact can be seen in the following figures, which compare harmonic spectrum readings taken with both the prototype and the analyzer. Figure 15 shows the measured results in the point P2 (150 Hz, 10%  $V_{nom}$ ) and Figure 16 shows the results in P3 (2500 Hz, 1%  $V_{nom}$ ).



**Figure 15.** Comparison of harmonic readings with both the prototype and the Fluke 434-II analyzer for testing at point P2 (150 Hz, 10%  $V_{nom}$ ): (a) Harmonic reading with the prototype; (b) Harmonic reading with the analyzer.



**Figure 16.** Comparison of harmonic readings with both the prototype and the Fluke 434-II analyzer for testing at point P3 (2500 Hz, 1%  $V_{nom}$ ): (a) Harmonic reading with the prototype; (b) Harmonic reading with the analyzer.

### 3.2. Time Response Testing for Alarm Generation Systems

The purpose of these tests is to measure the time between the occurrence of the event and the generation of the alarm signal. The setting of the test is shown in Figure 17. An external sync signal is used to trigger the event with the programmable source. Once the prototype detects the nature of the event, it will trigger the alarm or order signal being analyzed. This delay is estimated by comparing the start of the synchronizing signal of the event with the start of the alarm signal generated. Note that the delay being analyzed is solely that which is produced by the prototype. This includes processing time for acquisition, event detection and classification, and the generation time of the alarm. This analysis does not include considerations external to the prototype, such as the delay due to communication or due to detection of the alarm on remote equipment. In these tests the synchronization signal triggered the event every 2 s, causing the prototype to generate alarm signals consecutively.

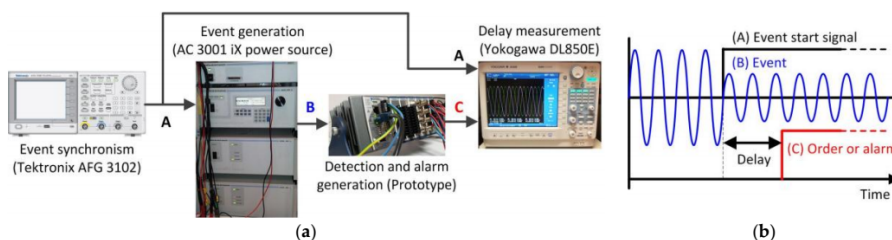


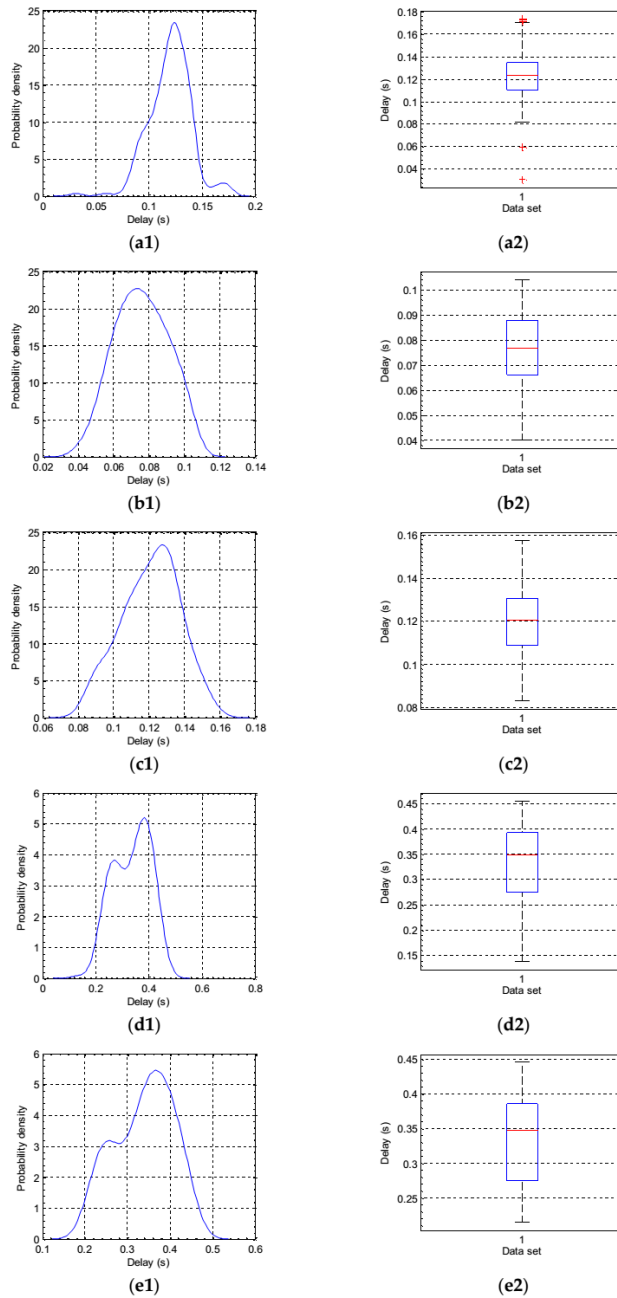
Figure 17. Time response tests: (a) Tests context; (b) Signals for delay measurement.

In order to obtain sets with 150 samples each test lasted 5 min. An AFG 3102 waveform generator (Tektronix, Inc., Beaverton, OR, USA) was used for the synchronizing signal and a DL850E Yokogawa oscilloscope was used for measuring the delay. The subsystems analyzed in the time response tests were those related to generating orders and alarm signals. A summary of the tests performed are described in Table 4 and the results are shown in Figure 18.

Table 4. Summary of tests for measuring the delay in the generation of alarm signals.

Type of Alarm	Target of the Test	Test Conditions
Frequency Range	To establish the delay margin in the alarm signal due to the frequency variation	230 V and 50 Hz signal + Periodic event (230 V and 100 Hz signal)
Voltage range	To establish the delay margin in the alarm signal due to the voltage variation	230 V and 50 Hz signal + Periodic event (100 V and 50 Hz signal)
DC injection	To establish the delay margin in the alarm signal due to DC injection	230 V and 50 Hz signal + Periodic event (DC component injection of +5 V)
Anti-Islanding	Test A: To establish the delay margin in alarm signal due to islanding with multiple detection methods without weighting (arithmetic decisor)	230 V and 50 Hz signal + Periodic event (Signal with own harmonic composition in the output of an inverter) Anti-islanding system: The four detection methods activated
	Test B: To establish the delay margin in alarm signal due to islanding with multiple detection methods with weighting (weighted decisor)	230 V and 50 Hz signal + Periodic event (Signal with own harmonic composition in the output of an inverter) Anti-islanding system: The four detection methods activated Weighting values used: Frequency method (0.35); Voltage method (0.30); Phase method (0.20); THD method (0.15)





**Figure 18.** Tests of delay on the alarm generation for different protections. Probability density functions and box plots, corresponding to: (a1) (a2) Exceeding frequency range; (b1) (b2) Exceeding voltage range; (c1) (c2) Exceeding DC injection range; (d1) (d2) Anti-Islanding (Test A); (e1) (e2) Anti-Islanding (Test B).



The results show behavior consistent with the architecture of the global system. Subsystems that depend on the two-cycle data stack and process basic parameters (voltage and frequency ranges, and DC injection) are much faster, with median delay values under 130 ms. In the case of the anti-islanding system, operating at 10 cycles and with more complex processing, the delay increases obtaining median values under 0.4 s. Figure 19 shows a comparison between the statistics of central tendency obtained in the tests and the delay values permitted by different standards.

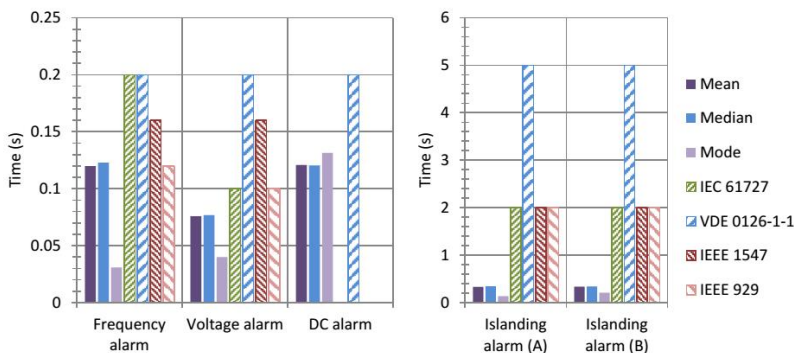


Figure 19. Comparison between central values of delay obtained in the tests and response times referred to in the standards.

#### 4. Integrating of the Experimental Prototype into a Photovoltaic Inverter

One of the objectives of the device presented in this paper was to integrate it into power electronic systems, so that they expand their features and functions, achieving an increase in value within the set. Next some descriptive aspects concerning this integration, performed experimentally in the context of the Smart Inverter for Distributed Energy Resources (SIDER) project, promoted as a national research project by the Spanish Ministry of Science and Innovation and supervised by companies from the electricity sector, are discussed. This project is based on the development of an inverter with active management capacity within a Smart Grid environment. The present ES was developed under the PROCOM-SIDER subproject, reference code TEC2010 19242-C03-02, whose purpose was to provide the inverter with a parameter and events analysis functionality, as well as protection and communication, according to the scenario depicted in Figure 20.

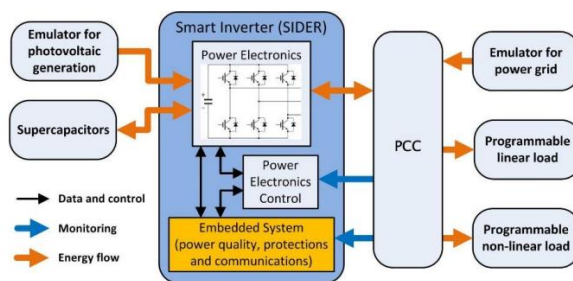


Figure 20. Test context for SIDER smart inverter.

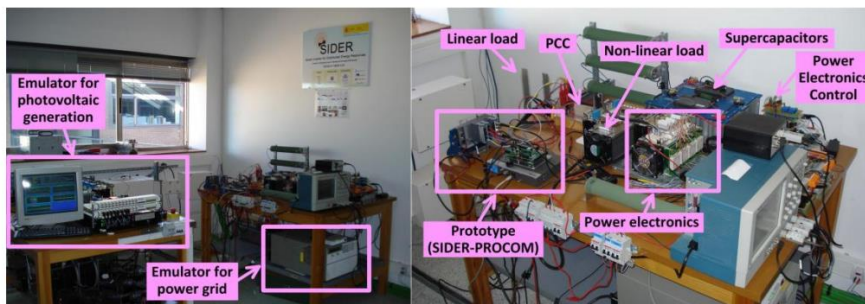
In this scenario, the prototype is responsible for continuously analyzing the operational context of the inverter and grid, so as to indicate the most suitable service status operating conditions at all times.

This implies that the inverter, in addition to fulfilling its role as DC/AC converter, can manage energy storage when there is falling demand, or inject reactive power to compensate an event that degrades the quality of electricity service. Table 5 indicates the information exchanged between the PROCOM prototype and the SIDER environment. This active and adaptive management with regard to the electricity grid is considered a priority in terms of research and development within the framework of the European Technology Platform for Smart Grids [27].

**Table 5.** Data exchange between the prototype and the electronic power system.

Description of Information	Data Type	Transmitted (TX) or Received (RX) by ES
Start and stop order	Boolean	TX
State of the power grid	Unsigned Integer	TX
State of the inverter	Unsigned Integer	TX/RX
Type of event that is occurring in the power grid	Unsigned Integer	TX
Order of maximum power (in kW) that must be generated by inverter	Double	TX
Active power (in kW) generated by the inverter	Double	RX
Limitation on the active power generation	Boolean	RX
Order of reactive power (in kVAR) that must be generated by inverter	Double	TX
Reactive power (in kVAR) generated by the inverter	Double	RX
Limitation on the reactive power generation	Boolean	RX
2 <sup>nd</sup> harmonic value that must be generated by inverter	Double	TX
3 <sup>rd</sup> harmonic value that must be generated by inverter	Double	TX
5 <sup>th</sup> harmonic value that must be generated by inverter	Double	TX
7 <sup>th</sup> harmonic value that must be generated by inverter	Double	TX
11 <sup>th</sup> harmonic value that must be generated by inverter	Double	TX
13 <sup>th</sup> harmonic value that must be generated by inverter	Double	TX
Limitation on harmonic generation	Boolean	RX
Values of unbalance between phases in the inverter	Double	TX/RX
Limitation on generating unbalanced currents	Boolean	RX

The SIDER project is an experimental context where the PROCOM prototype has demonstrated its flexible integration into other power electronics systems, as well as its ability to manage the interface with the grid connection [28,29]. Although the tests conducted in prototype confirmed its good behavior, the SIDER experience has served to confirm the proper functioning of ES within a context of real integration. Figure 21 shows the final result of integrating the prototype during the tests within the SIDER context. Finally, some screens of the prototype’s control console are shown in Figures 22 and 23.



**Figure 21.** Experimental environment for the SIDER smart inverter.

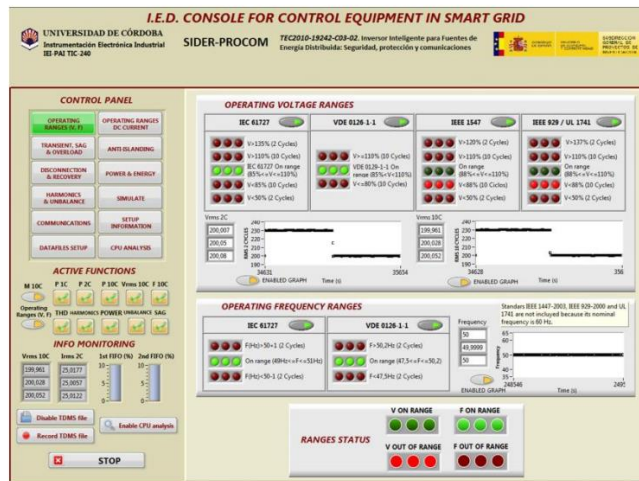


Figure 22. Console of operating ranges for voltage and frequency.

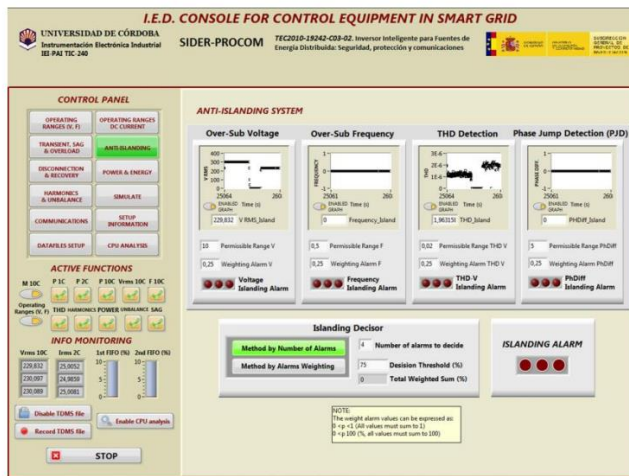


Figure 23. Screen for anti-islanding operation.

5. Conclusions

This paper has presented the design and development of a prototype multifunctional ES for controlling and managing the interface between a smart inverter and the electricity grid in a Smart Grid context. The design has focused upon the appropriate timing requirements for measurements defined in IEC 61000-4-30. These requirements have led to a data architecture design based on a set of critical temporary loops, where the various groups of equipment functions are processed: A half-cycle loop that directly processes the data acquisition for transient events or those of a highly random nature. A two-cycle loop, which has been implemented on this equipment in an original manner, which the team has termed quasi-stationary is used for rapid measurements with some stationarity, where the protection functions are processed. Finally, a 10-cycle loop dedicated to processing functions of purely

stationary power quality parameters. The data exchange is carried out by two deterministic FIFO stacks, managed from the fastest half-cycle loop, and synchronized to two and ten cycles.

It is important to emphasise the great functional capacity of the prototype at the Power Quality level, where it is able to endow the inverter with great added value, transforming it Power Quality Analyzer (PQA). In order to do this, ultimate-generation event-detection algorithms, such as those based on Higher-order statistics (HOS), have been incorporated, as well as other, original algorithms for passively detecting islanding, based upon multiple-method weighting.

The equipment has been subjected to Class A and Class S testing procedures, according to standard IEC 62586-2, obtaining good results in all of the tests whose conditions were within the limitations of our laboratory resources. Unfortunately, due to these limitations it was impossible to address all test scenarios, so it cannot be concluded that the equipment can be considered Class A, but everything indicates that it could pass a rigorous certification of this kind. In addition, based on the tests of uncertainty in measurements and temporary response to alarms, a positive validation in system behavior can be concluded. Furthermore, its proper functioning under the SIDER project, sponsored by the Ministry of Science and Innovation of Spain and supervised by companies in the electricity sector, where the prototype's suitability for being integrated into the power electronics of a photovoltaic inverter has been proven.

The experimental part of this paper has concentrated on testing the prototype's functionalities. However, it is worth considering the study of the prototype's interaction with the inverter in different response modes and with regard to different regulations. Another future improvement to the prototype, and one on which this team is now working, is implementing functionalities hosting capacity.

**Acknowledgments:** This work was made possible by funding from the Ministry of Science and Innovation of Spain, within the SIDER (Smart Inverter for Distributed Energy Resources) national research project, contract code TEC2010 19242-C03-02.

**Author Contributions:** Rafael Real-Calvo is the main researcher who initiated and organized the research reported in the paper. He contributed to the sections on research background, the functionality and architecture of the embedded system and testing. Antonio Moreno-Munoz contributed in power quality algorithms and Juan J. Gonzalez-De-La-Rosa in designing HOS and event detection algorithms. Both have collaborated in testing the prototype. Victor Pallares-Lopez contributed to the design of the architecture and the synchronization of critical time loops. Miguel J. Gonzalez-Redondo contributed on communication and protection algorithms. All authors were involved in preparing the manuscript. Isabel M. Moreno-Garcia participated in building the experimental setup and analyzing the data.

**Conflicts of Interest:** The authors declare no conflict of interest.

## Abbreviations

The following abbreviations are used in this manuscript:

DER	Distributed Energy Resources
ES	Embedded System
FPGA	Field Programmable Gate Array
GPS	Global Positioning System
HOS	High Order Statistic
IED	Intelligent Electronic Device
JPD	Jump Phase Detection
PCC	Point of Common Coupling
PQ	Power Quality
PV	Photovoltaic
PTP	Precision Time Protocol
SIDER	Smart Inverter for Distributed Energy Resources
THD	Total Harmonic Distortion



## References

1. Yan, Y.; Qian, Y.; Sharif, H.; Tipper, D. A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges. *IEEE Commun. Surv. Tutor.* **2013**, *15*, 5–20. [[CrossRef](#)]
2. Colak, I.; Kabalci, E.; Fulli, G.; Lazarou, S. A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2015**, *47*, 562–579. [[CrossRef](#)]
3. Livieratos, S.; Vogiatzaki, V.E.; Cottis, P. A Generic Framework for the Evaluation of the Benefits Expected from the Smart Grid. *Energies* **2013**, *6*, 988–1008. [[CrossRef](#)]
4. John, J.St. Western Utilities Call for Smart Solar Inverters: Greentech Media. Available online: <http://www.greentechmedia.com/articles/read/western-utilities-call-for-smart-solar-inverters> (accessed on 9 January 2016).
5. Ransom, D.L. Upgrading relay protection?—Be prepared. In Proceedings of the 66th IEEE Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, USA, 8–11 April 2013; pp. 126–142.
6. Katiraei, F.; Sun, C.; Enayati, B. No Inverter Left Behind: Protection, Controls, and Testing for High Penetrations of PV Inverters on Distribution Systems. *IEEE Power Energy Mag.* **2015**, *13*, 43–49. [[CrossRef](#)]
7. Ministry of Industry, Tourism and Commerce. Resolution by which the operation procedure 12.3 about Requirements for response to voltage sags is approved. In Proceedings of the Official Bulletin of Spanish Government (BOE), Madrid, Spain, 24 October 2006; pp. 37017–37019.
8. Sanchez, T.G.; Lazaro, E.G.; Garcia, A.M. Integración De Recursos Renovables Y Requerimientos De Conexión En El Sistema Eléctrico Español: Análisis De Datos En Instalaciones Fotovoltaicas. *Dyn. Ing. E Ind.* **2014**, *89*, 649–655.
9. Caruana, C.; Sattar, A.; Al-Durra, A.; Muyeen, S.M. Real-time testing of energy storage systems in renewable energy applications. *Sustain. Energy Technol. Assess.* **2015**, *12*, 1–9. [[CrossRef](#)]
10. Deng, R.; Yang, Z.; Hou, F.; Chow, M.Y.; Chen, J. Distributed Real-Time Demand Response in Multiseller-Multibuyer Smart Distribution Grid. *IEEE Trans. Power Syst.* **2015**, *30*, 2364–2374. [[CrossRef](#)]
11. Kuo, M.T.; Lu, S.D. Design and Implementation of Real-Time Intelligent Control and Structure Based on Multi-Agent Systems in Microgrids. *Energies* **2013**, *6*, 6045–6059. [[CrossRef](#)]
12. Benoit, C.; Mercier, A.; Besanger, Y.; Wurtz, F. Deterministic optimal power flow for smart grid short-term predictive energy management. In Proceedings of the IEEE Grenoble Conference on PowerTech, Grenoble, France, 16–20 June 2013; pp. 1–7.
13. Han, D.; Yan, Z.; Song, Y.Q.; Yang, L.B.; Hong, Y.R. A robust optimization approach to evaluate the impact of smart grid technologies on generation plans. In Proceedings of the IEEE International Conference on Power System Technology, Chengdu, China, 20–22 October 2014; pp. 1706–1711.
14. Kassouf, M.; Dupont, L.; Béland, J.; Fadlallah, A. Performance of the Precision Time Protocol for clock synchronisation in smart grid applications. *Trans. Emerg. Telecommun. Technol.* **2013**, *24*, 476–485. [[CrossRef](#)]
15. Abbey, C.; Brissette, Y.; Lemire, R.; Zavoda, F. Universal IED for distribution smart grids. In Proceedings of the 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Sweden, 10–13 June 2013; pp. 0863–0863.
16. Legarreta, A.E.; Figueroa, J.H.; Bortolin, J.A. An IEC 61000-4-30 class A—Power quality monitor: Development and performance analysis. In Proceedings of the 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Lisbon, Portugal, 17–19 October 2011; pp. 1–6.
17. Radil, T.; Ramos, P.M. Power quality detection and classification method for IEC 61000-4-30 Class A instruments. In Proceedings of the 27th IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference, Austin, TX, USA, 3–6 May 2010; pp. 691–696.
18. Agüera-Pérez, A.; Palomares-Salas, J.C.; De La Rosa, J.J.G.; María Sierra-Fernández, J.; Ayora-Sedeño, D.; Moreno-Muñoz, A. Characterization of electrical sags and swells using higher-order statistical estimators. *Meas. J. Int. Meas. Confed.* **2011**, *44*, 1453–1460. [[CrossRef](#)]
19. Dash, P.K.; Padhee, M.; Barik, S.K. Estimation of power quality indices in distributed generation systems during power islanding conditions. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* **2012**, *36*, 18–30. [[CrossRef](#)]
20. Mahat, P.; Chen, Z.; Bak-Jensen, B. Review on islanding operation of distribution system with distributed generation. In Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, 24–29 July 2011; pp. 1–8.

21. Colmenar-Santos, A.; de Palacio, C.; Enríquez-García, L.; López-Rey, Á. A Methodology for Assessing Islanding of Microgrids: Between Utility Dependence and Off-Grid Systems. *Energies* **2015**, *8*, 4436–4454. [[CrossRef](#)]
22. Bower, W.; Ropp, M. *Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems*; Sandia National Laboratories: Albuquerque, NM, USA, 2002.
23. Pazos, F.J.; Romero-Cadaval, E.; Gonzalez, E.; Delgado, I.; Monreal, J. Failure analysis of inverter based anti-islanding systems in photovoltaic islanding events. In Proceedings of the 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Sweden, 10–13 June 2013; pp. 1–4.
24. De La Rosa, J.J.G.; Moreno-Muñoz, A.; Palomares, J.C.; Agüera, A. Automatic classification of Power Quality disturbances via higher-order cumulants and self-organizing networks. In Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Bari, Italy, 4–7 July 2010; pp. 1579–1584.
25. De La Rosa, J.J.G.; Agüera-Pérez, A.; Palomares-Salas, J.C.; Sierra-Fernández, J.M.; Moreno-Muñoz, A. A novel virtual instrument for power quality surveillance based in higher-order statistics and case-based reasoning. *Measurement* **2012**, *45*, 1824–1835. [[CrossRef](#)]
26. Jia, G.; Taflanidis, A.A. Non-parametric stochastic subset optimization utilizing multivariate boundary kernels and adaptive stochastic sampling. *Adv. Eng. Softw.* **2015**, *89*, 3–16. [[CrossRef](#)]
27. Colak, I.; Fulli, G.; Sagiroglu, S.; Yesilbudak, M.; Covrig, C.F. Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future scenarios. *Appl. Energy* **2015**, *152*, 58–70. [[CrossRef](#)]
28. Romero-Cadaval, E.; Minambres-Marcos, V.M.; Moreno-Munoz, A.; Real-Calvo, R.J.; Gonzalez de la Rosa, J.J.; Sierra-Fernandez, J.M. Active functions implementation in smart inverters for distributed energy resources. In Proceedings of the 8th IEEE International Conference-Workshop Compatibility And Power Electronics, Ljubljana, The Republic of Slovenia, 5–7 June 2013; pp. 52–57.
29. Real-Calvo, R.J.; Moreno-Munoz, A.; Pallares-Lopez, V.; Gonzalez-Redondo, M.J.; Flores-Arias, J.M. Intelligent electronic device for the control of distributed generation. In Proceedings of the Fourth IEEE International Conference on Consumer Electronics (ICCE), Berlin, Germany, 7–10 September 2014; pp. 268–269.





