

Sistema Electrónico Inteligente para el Control de la Interconexión entre Equipamiento de Generación Distribuida y la Red Eléctrica

Rafael Real-Calvo*, Antonio Moreno-Munoz, Victor Pallares-Lopez, Miguel J. Gonzalez-Redondo, Isabel M. Moreno-Garcia, Emilio J. Palacios-Garcia

*Departamento de Arquitectura de Computadores, Electrónica y Tecnología Electrónica,
Universidad Córdoba, Campus de Rabanales, Ed. Leonardo Da Vinci, E-14071 Córdoba, España*

Resumen

Las transformaciones que están teniendo lugar en el sector eléctrico están haciendo evolucionar la red hacia un modelo más inteligente y eficiente conocido como *Smart Grid*. En este contexto, a los DERs que se integren en la red se les requerirá un control avanzado de la interfaz de conexión. Este trabajo presenta un original dispositivo electrónico inteligente (IED) de altas prestaciones para el control de la interconexión eléctrica con numerosas y nuevas prestaciones. El dispositivo tiene sobrada capacidad para contemplar tanto la calidad de suministro como operar multifuncionalmente a nivel de protección y seguridad; y su arquitectura modular en un Sistema Embebido permite una fácil integración, tanto en el desarrollo de equipos de nueva generación, como en equipamiento convencional ya instalado para adaptarlo al nuevo contexto de gestión inteligente. Se ha desarrollado un IED que ha sido sometido a pruebas de clase A siguiendo la normativa IEC 61000-4-30 e IEC 62586-2, y se le han efectuado ensayos para validar la respuesta temporal en la generación de órdenes y señales de alarma para protecciones. Se muestran y analizan algunos de estos resultados experimentales, y se comenta la experiencia de integración real de este prototipo en un inversor inteligente experimental, diseñado expresamente para operar en un escenario *Smart Grid*.

Palabras Clave:

Redes inteligentes (smart grids), sistemas eléctricos y electrónicos de potencia, inversores, sistemas embebidos o empotrados, sistemas de tiempo real, monitorización y supervisión, energías renovables.

1. Introducción

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* (Colak et al., 2015b; Yan et al., 2013).

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* (Colak et al., 2015b; Yan et al., 2013).

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 1). Y es en este escenario donde los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (*Intelligent*

* Autor en correspondencia.

Correos electrónicos: rafael.real@uco.es (Rafael Real-Calvo), amoreno@uco.es (Antonio Moreno-Munoz), vpallares@uco.es (Victor Pallares-Lopez), el1gorem@uco.es (Miguel J. Gonzalez-Redondo), p92mogai@uco.es (Isabel M. Moreno-Garcia)

URL: <http://www.uco.es/cei/>

Electronic Devices, 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 (Brown et al., 2010; Heydt, 2010).

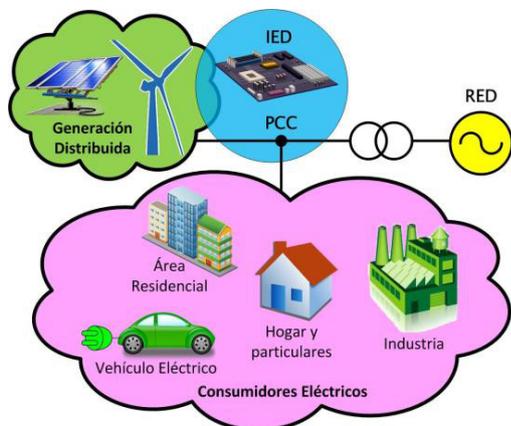


Figura 1: Contexto de aplicación del IED como control de la interconexión entre DER y el resto del sistema.

En el momento presente ya se vislumbra la relevancia de este aspecto y sus consecuencias. 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 (Katiraei et al., 2015; Ransom, 2013). También podemos observar la implantación paulatina de IED en el entorno del usuario de los sistemas de monitorización inteligente, conocidos como *Smart Metering* (Angelino de Souza et al., 2015; Sharma and Mohan Saini, 2015). Otras infraestructuras todavía en desarrollo, con grandes posibilidades de aplicación para estos sistemas electrónicos, son las relacionadas con los puntos de carga para los vehículos eléctricos (Su et al., 2012).



Figura 2: Evolución histórica de la tecnología en IED.

La tecnología de estos IED ha ido evolucionando en las últimas décadas, de forma que se habla de cuatro generaciones de equipos (Yalla, 1992). En la Figura 2 puede verse un esquema de este proceso. Los primeros equipos, a mediados de los 70', 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', 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, lo que conllevaba problemas de precisión de los componentes analógicos utilizados, 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, el desarrollo de los Sistemas Embebidos (SE) ha logrado modularizar los diversos subsistemas que componen estos equipos, utilizando diferentes interfaces estandarizados. En la actualidad, la coexistencia de procesadores potentes y FPGAs en un mismo chasis aportan una capacidad de proceso que hacen posible la multifuncionalidad.

En el diseño de este IED concurren varios retos a los que se ha dado una respuesta concreta. Fundamentalmente podríamos destacar los siguientes:

- Interacción en tiempo real entre el equipo y las entidades remotas de gestión del sistema, así como con diferentes entidades que estén dentro del área de distribución (Caruana et al., 2015; Deng et al., 2015).
- Determinismo temporal en las comunicaciones y marcación temporal en los datos (Benoit et al., 2013; Dong Han et al., 2014).
- Especificaciones de respuesta temporal adecuadas para la monitorización de parámetros y para las acciones de protección, utilizando el contexto normativo en vigor.
- Multifuncionalidad, para poder operar en diferentes ámbitos, en calidad de suministro, en protección, o ambas simultáneamente (Ransom, 2013).
- Modularidad, al tener que integrarse en un conjunto de equipos muy heterogéneo (Abbey et al., 2013).

El continuo desarrollo de las tecnologías de SE y la reducción de costes, tanto en el diseño como en la producción de estos IEDs, suponen ventajas significativas para la integración de estos dispositivos en la misma interfaz del DER y la red, a modo de un subsistema de supervisión del mismo convertidor electrónico de potencia. Es por ello que a nivel comercial no es posible encontrar sistemas con estas capacidades integrados en un único equipo, que den respuesta a todos los retos planteados anteriormente. La elección de un SE con una arquitectura adecuada para el diseño de un IED permitirá encontrar un equilibrio entre los recursos de procesamiento y de almacenamiento, para atender las diferentes necesidades.

En este trabajo se presenta el diseño y desarrollo de un IED multifuncional, a nivel de calidad de suministro (*Power Quality*, PQ) y de protección, que permite aportar soluciones en DERs que necesitan adaptar o ampliar su funcionalidad a nuevos contextos operativos. Este sistema puede ser integrado en equipos de nuevo diseño, pero donde es potencialmente interesante es en equipos convencionales, ya instalados, y que necesiten ser dotados de las nuevas funcionalidades que actualmente se están desarrollando en diferentes normativas.

Este IED está orientado para operar en las áreas de distribución eléctrica, y destaca por la gran capacidad funcional de PQ, capaz de dar gran valor añadido al DER convirtiéndolo en un analizador de calidad de suministro (PQA). Como novedad, se han implementado algoritmos originales de última generación para la detección de eventos, como los basados en Estadísticos de Orden Superior (HOS) y la detección pasiva del *islanding* basada en ponderación de múltiples métodos. El diseño modular del sistema, permite fácilmente la reconfiguración para su adaptación

a los cambios normativos que están teniendo lugar en la gestión de la interconexión, sobre todo a la hora de su integración con inversores fotovoltaicos.

En el apartado experimental, se explica la metodología seguida en los ensayos con el prototipo para establecer su calidad en la medida de parámetros y su respuesta temporal, y se presenta un resumen de los resultados más significativos de estas pruebas. Para finalizar, hacemos un breve resumen del proyecto de investigación *SIDER (Smart Inverter for Distributed Energy Resources)*, patrocinado por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España, donde se consigue una experiencia real de integración del prototipo presentado en este trabajo con un inversor fotovoltaico, para aportarle la funcionalidad necesaria para operar en un contexto *Smart Grid*.

2. Diseño y Arquitectura del Sistema

Uno de los aspectos claves en el diseño de estos dispositivos es la adecuación de los requerimientos temporales, marcados por las necesidades operativas y la normativa específica. Por un lado, a nivel de PQ, debe cumplir los requerimientos de la norma IEC 61000-4-30 respecto a los intervalos y agregaciones temporales necesarias para las mediciones de parámetros eléctricos (Legarreta et al., 2011; Radil and Ramos, 2010). Este diseño está orientado a cumplir los requerimientos de clase A, lo que conlleva incorporar unas características no contempladas en este ámbito hasta la fecha, y muy exigentes en la adquisición y en el procesamiento, para asegurar medidas con una incertidumbre dentro de los márgenes especificados en la norma. Respecto a la funcionalidad de protección del IED, el sistema debe generar sus órdenes y alarmas ateniéndose a los tiempos de respuesta que indica la normativa al efecto. Los estándares utilizados como referencia en este caso son IEC 61727, IEC 62116, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 e IEEE 929.

Para desarrollar todas estas prestaciones es necesario definir una arquitectura adecuada que permita efectuar la medición de parámetros eléctricos. En principio, según la norma IEC 61000-4-30 se pueden distinguir dos tipos de parámetros: Los que se calculan a nivel de ciclo y los que lo hacen en 10/12

ciclos (200 ms). Sin embargo, un análisis detallado de la normativa descubre que gran parte de las exigencias de respuesta temporal están por encima de 1 ciclo y 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. En un primer momento se pensó en las medidas de un ciclo para atender este tipo de parámetros, pero debido a que estas mediciones reflejan una cierta componente aleatoria, esto podría provocar un aumento de *falsos positivos* a la hora de detectar señales fuera de rango operativo. Esta problemática ha llevado una solución de compromiso en el diseño, definiendo un nuevo intervalo de medida de 2 ciclos, que ha sido denominado *cuasi-estacionario*. Este intervalo es suficientemente rápido en su respuesta, pero a la vez aporta la estacionariedad necesaria para filtrar fenómenos aleatorios muy rápidos que no son críticos.

Por tanto, la arquitectura de datos del sistema con este planteamiento requiere tres rutas de procesamiento:

- Un procesado a nivel de ciclo, donde se extraen parámetros con un fuerte carácter no estacionario, relacionados con la calidad de suministro (por ejemplo, huecos de tensión, sobretensiones e interrupciones).
- Un procesado en base a dos ciclos, cuya finalidad es aportar una rápida respuesta de las protecciones a la vez que se minimizan los falsos positivos.
- Una tercera ruta de proceso, dedicada a los parámetros puramente estacionarios que se calculan en base a intervalos de 200 ms. Adecuada para las medidas de potencia y energía, componentes simétricas, medidas de desequilibrio entre fases, etc.

La Figura 3 presenta la arquitectura del IED desarrollado, indicando esquemáticamente tanto la funcionalidad como las tres rutas de proceso descritas. 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 y cuatro de corriente (uno de ellos para la corriente del neutro). Una vez que se dispone 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. La ventana de dos ciclos se utiliza para las aplicaciones de protección propias de los DER,

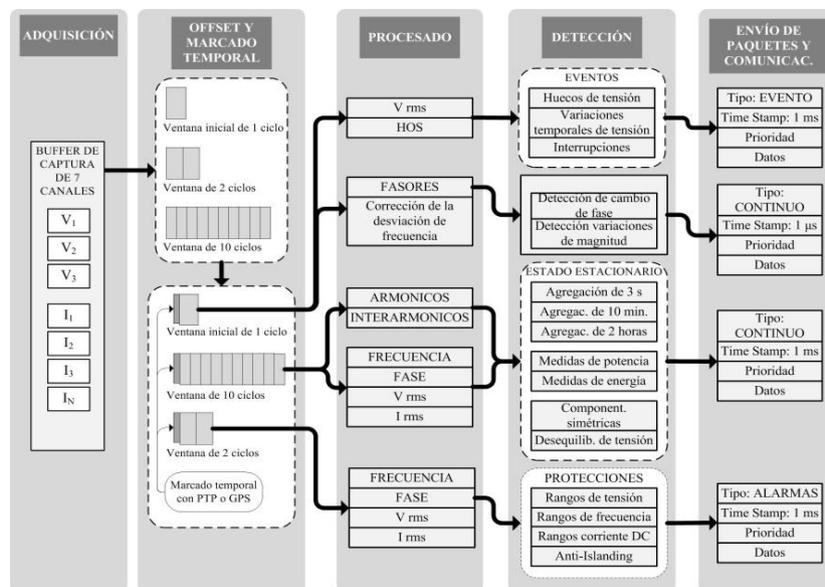


Figura 3: Etapas de la arquitectura funcional del IED desarrollado.

asociados a las áreas de distribución eléctrica, 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 inventariado 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.

Para llevar a cabo esta arquitectura de procesamiento se emplean tres lazos críticos con determinismo temporal: de medio ciclo, de 2 ciclos y de 10 ciclos. Cada funcionalidad del IED se implementa en un lazo u otro dependiendo de sus requerimientos temporales. La transferencia de datos se hace desde los lazos más rápidos hacia los más lentos, por medio de dos pilas FIFO, una para los datos de 2 ciclos y otra para los de 10 ciclos, gestionadas por el sistema operativo en tiempo real. El procesado de los datos a nivel de ciclo se ejecuta directamente en el lazo de medio ciclo, con objeto de minimizar retardos y pérdida de información. En la Figura 4 se representa esta estructura del IED en forma de diagrama de bloques.

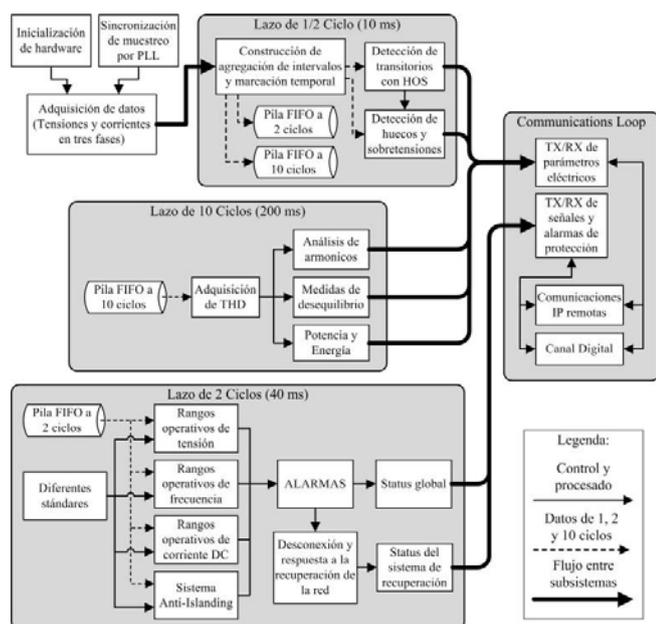


Figura 4: Diagrama de bloques del IED.

En nuestro caso hemos utilizado una plataforma hardware CompacRIO-9024, programable con *LabVIEW*, con un procesador de punto flotante *PowerPC* junto a una FPGA (*Field-Programmable Gate Array*), y el sistema operativo *VxWorks* en tiempo real. 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 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 por canal simultáneamente. En nuestro caso, estos módulos de adquisición se conectan 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. La comunicación entre la FPGA y el procesador *PowerPC* para aplicaciones en tiempo real deterministas se realiza mediante un bus PCI de alta velocidad.

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 interacción TCP/IP con otros equipos a nivel local o remoto. El IED se ha dotado también con el módulo NI 9402, que posee 4 canales digitales de E/S de alta velocidad (55 ns de latencia), para permitir el envío de señales y consignas rápidas hacia el DER al que suministra soporte. En Figura 5 se representa un esquema de las comunicaciones en el sistema.

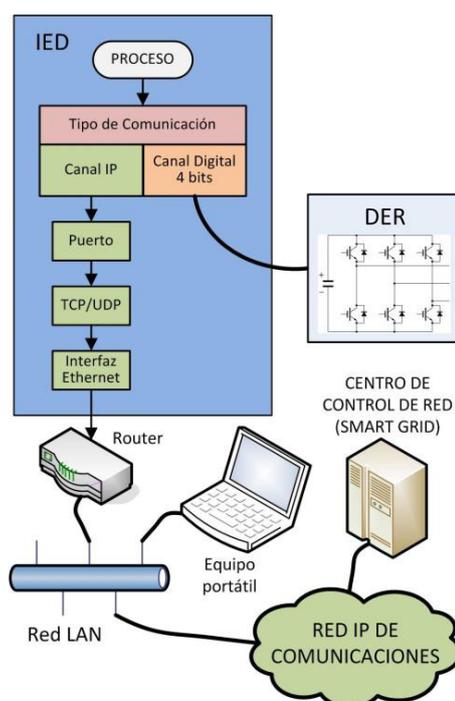


Figura 5: Funcionalidad de comunicaciones del IED.

3. Implementación de Subsistemas Funcionales

En este apartado se describen los algoritmos más significativos implementados en los subsistemas que componen el IED. Como hemos comentado, este equipo trabaja con una amplia gama normativa (IEC 61727, IEC 62116, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 y IEEE 929), además su diseño contempla la posibilidad de adaptarse a las modificaciones normativas que tengan lugar. Los algoritmos utilizados permiten funcionar con diferentes estándares simultáneamente, enviando las consignas de protección y alarmas según la normativa más restrictiva que en ese momento esté activada.

Para el análisis de parámetros no estacionarios y con una fuerte componente aleatoria, el sistema utiliza directamente los datos del lazo de medio ciclo (con parámetros calculados a nivel de ciclo). Para el resto de los parámetros utiliza los datos de los lazos de 2 y 10 ciclos, tomándolos de las pilas en donde se

sincronizan dichos datos en tiempo real. Se utilizarán los datos de una u otra en función del tiempo de respuesta requerido en el sistema.

Los datos del lazo de 10 ciclos presentan mayor estacionariedad y por tanto valores más estables, pero llevan asociado un mayor retardo debido al lazo que los procesa. Se utilizan en condiciones de operación no críticas y con tiempos de respuesta con cierta relajación (por encima de los 400 ms).

Los datos del lazo de 2 ciclos, que nosotros denominamos *cuasi-estacionarios*, son mucho más rápidos y a la vez presentan cierto rechazo a fenómenos aleatorios que pudieran aumentar la probabilidad de falsos positivos en los decisores de los algoritmos. Este enfoque representa una ventaja, cuando las condiciones operativas son críticas y tienen que actuar las protecciones con rapidez.

En los subsistemas que tienen que generar señales o consignas para aplicaciones de protección, se realiza un análisis del estado de alarmas, donde se comprueba qué estándares tiene activados el equipo y qué señales de alarma tiene que generar. El estado de las alarmas siempre corresponde con el estado más restrictivo de la normativa que tenga activada el equipo en un instante determinado.

3.1. Subsistema de Rangos Operativos

Las normativas utilizadas en este subsistema son IEC 61727, VDE 0126-1-1, IEEE 1547 y IEEE 929, aunque como se ha comentado el sistema permite introducir fácilmente nuevas modificaciones normativas. El algoritmo (Figura 6) 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.

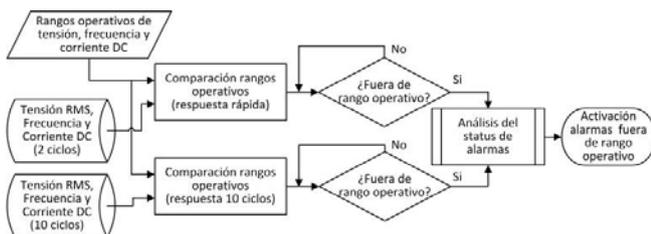


Figura 6: Algoritmo de generación de alarmas por sobrepasar rangos operativos de tensión, frecuencia e inyección de corriente DC.

3.2. Subsistema Anti-Islanding

El sistema *anti-islanding* implementado 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* (Bower and Ropp, 2002). 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.

La originalidad del planteamiento del sistema local *anti-islanding* de este IED radica en que esta detección autónoma pasiva es *múltiple*, al utilizar cuatro métodos de detección simultáneos, con objeto de minimizar el problema de la ventana

de incertidumbre de falsos positivos (Bower and Ropp, 2002; Gonzalez et al., 2013). En la Figura 7 se representa el esquema de bloques de este subsistema. Los métodos de detección utilizados son el enventanado de tensión, enventanado de frecuencia, detección por salto de fase (*Phase Jump Detection*, FJD) y detección por umbral de THD. Además, el sistema permite:

- a) Configurar el rango de detección para cada método.
- b) Configurar el número de métodos que deciden sobre el estado de *islanding* (decisor aritmético).
- c) 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.

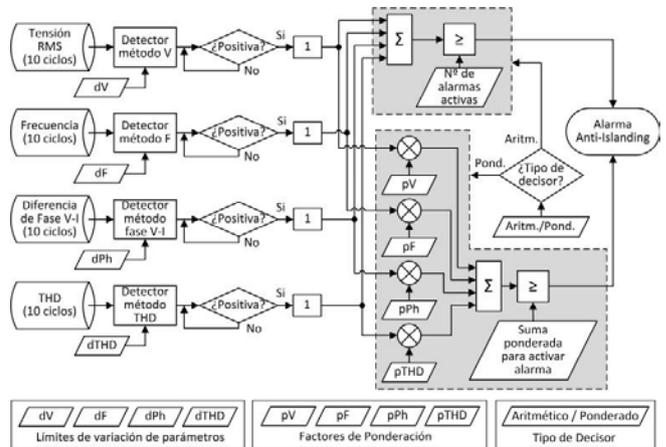


Figura 7: Esquema funcional del subsistema anti-islanding.

Este subsistema 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 promediado 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.

3.3. Subsistema de Desconexión y Reconexión

Una vez que han actuado las protecciones y desconectado el equipo DER 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. La Figura 8 describe el funcionamiento de este subsistema.

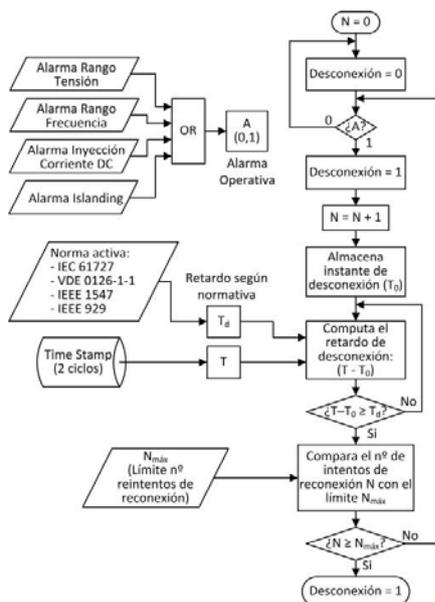


Figura 8: Algoritmo de desconexión y recuperación de condiciones operativas.

3.4. Subsistema de Detección de Eventos

Los estadísticos de primer y segundo orden (por ejemplo, media, varianza, autocorrelación, ...), son herramientas conocidas en el análisis de los datos; sin embargo tienen limitaciones en situaciones en las que la señal estudiada muestra un comportamiento no lineal. Este tipo de situaciones suele darse en los eventos transitorios de naturaleza aleatoria, por lo que el enfoque basado en estadísticos de orden superior (HOS) nos ha permitido en otras ocasiones detectar y cuantificar las no linealidades en las muestras temporales bajo análisis (Agüera-Pérez et al., 2011; De La Rosa et al., 2010).

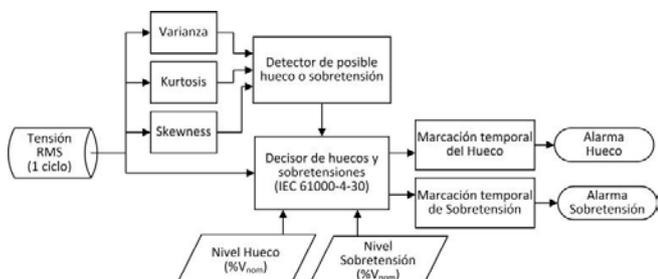


Figura 9: Algoritmo de detección de eventos.

Este novedoso subsistema recoge la experiencia previa de este equipo investigador en este ámbito, y conforma un algoritmo de detección rápida de eventos, basado en HOS, junto a un decisor que discrimina huecos y sobretensiones (Figura 9). El primero utiliza el tercer y cuarto momento central de la variable aleatoria, conocidos como “skewness” y “kurtosis”, para detectar las no linealidades del evento transitorio y los instantes en que se producen. El algoritmo decisor identifica aquellos eventos que pueden considerarse huecos o subidas de tensión según los criterios de la norma IEC 61000-4-30.

4. Funcionamiento operativo

4.1. Rangos Operativos de Tensión, Frecuencia e Inyección de Corriente DC

El IED está dotado de un subsistema que detecta los rangos operativos de tensión y frecuencia, simultáneamente en las tres fases y en una amplia normativa, de forma que fuera de estos rangos se puedan activar las pertinentes protecciones. En el caso de que el dispositivo se integre en un inversor para aplicaciones fotovoltaicas, es necesario que se controle el nivel de corriente continua (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.

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 10) y otra para la inyección de corriente DC (Figura 11).

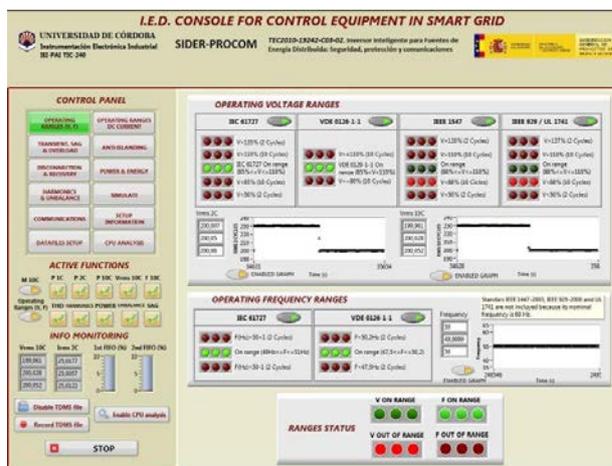


Figura 10: Consola de rangos operativos de tensión y frecuencia.

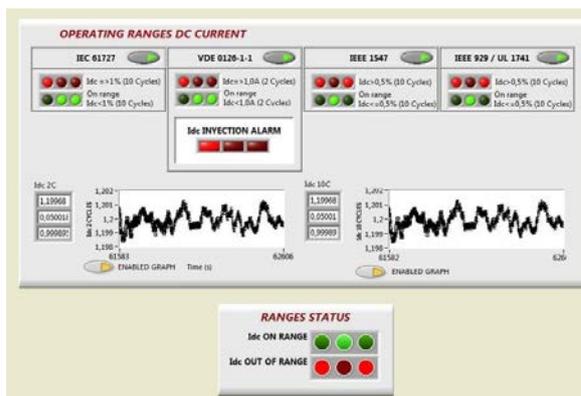


Figura 11: Pantalla de control de alarmas para inyección de corriente DC.

4.2. Operación Anti-Islanding

El *islanding* es una situación que se origina cuando la red eléctrica principal se desactiva pero la generación distribuida sigue poniendo energía en las líneas. 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 DERs deben poder detectarlo y tomar las medidas oportunas, activando los sistemas de protección en un tiempo determinado, que tradicionalmente implicaban desactivar la generación distribuida de la red (Dash et al., 2012; Mahat et al., 2011).

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*. El equipo presentado en este trabajo está preparado para recibir y transmitir este tipo de señales de alarma utilizando canales de comunicación.

Sin embargo, en la actualidad, este diagnóstico del *islanding* basado en comunicaciones no está generalizado, y es necesario un sistema de detección local de respaldo en el que el propio equipo detecte la situación de isla. Para ello se ha implementado un enfoque novedoso basado detección pasiva por métodos múltiples ponderados.

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 12.

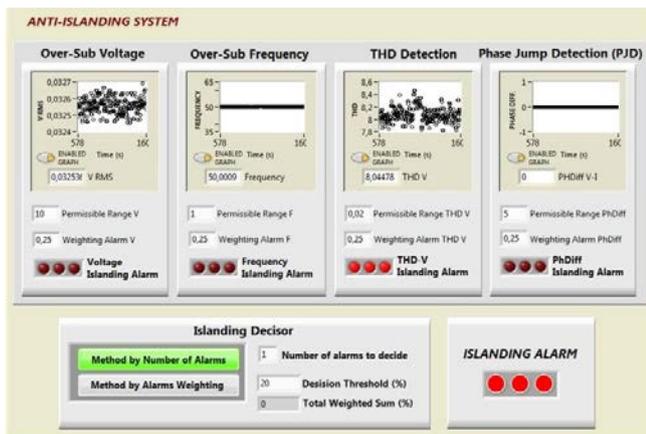


Figura 12: Pantalla de operación anti-islanding.

4.3. Desconexión ante Faltas y Reconexión ante Recuperación de Condiciones Operativas

El usuario puede escoger la normativa adecuada para el procedimiento de reconexión. 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. La Figura 13 muestra esta consola de operación.

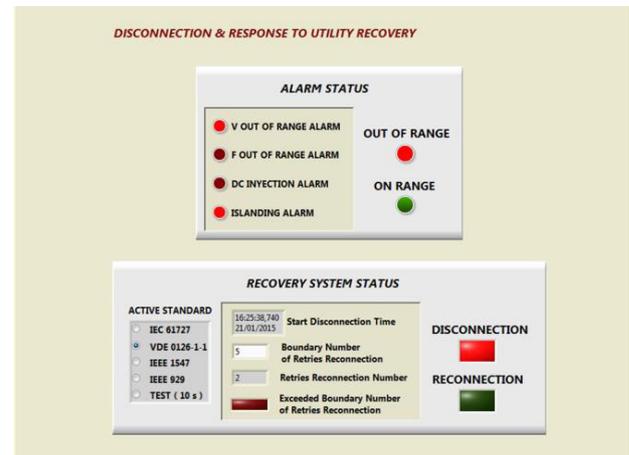


Figura 13: Pantalla operativa de desconexión/reconexión.

4.4. Análisis Espectral y Medidas de Desequilibrio

Este subsistema está sincronizado en un lazo temporal de 10 ciclos, con los datos de tensiones y corrientes de la pila de 10 ciclos, lo cual implica que cada 200 ms el sistema tiene información espectral de, al menos, los primeros 50 armónicos y 50 interarmónicos de la señal monitorizada en el punto de interconexión. Debido a ello es uno de los subsistemas que genera más carga computacional. Además de dar información del espectro de armónicos de tensión, presenta también los valores de los agrupamientos y subagrupamientos armónicos según la norma IEC 4100-4-7. El subsistema calcula también el THD de tensión y de corriente.

Para las medidas de desequilibrio, se presentan 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. En la Figura 14 se puede apreciar el aspecto de la pantalla que informa de estas funciones.

4.5. Potencia y Energía

En este bloque, tal como se muestra en la Figura 15, 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, de las energías de secuencia positiva y negativa, así como de las energías reactivas inductivas y capacitivas.

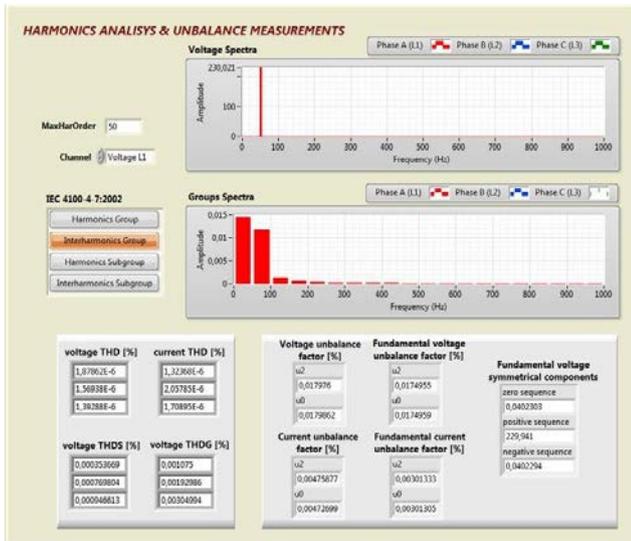


Figura 14: Consola de análisis armónico y medidas de desequilibrio.

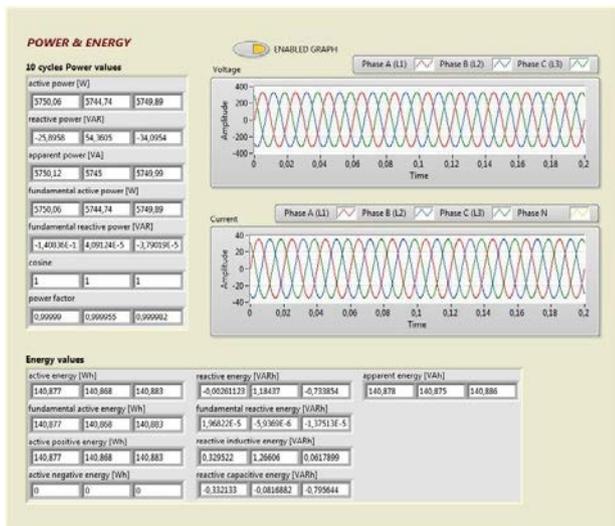


Figura 15: Pantalla de presentación de las medidas de potencia y energía.

5. Metodología Experimental y Resultados

El equipo presentado en este trabajo se ha concretado en un prototipo que ha sido sometido a diferentes pruebas, por un lado, para confirmar la calidad de la monitorización y las medidas de parámetros, y por otra parte, para 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 de un proyecto de investigación patrocinado 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. En este apartado trataremos los resultados más destacados de estos aspectos experimentales.

5.1. Resultados experimentales en medidas de parámetros eléctricos

El prototipo ha sido sometido a los protocolos de pruebas de la norma IEC 62586-2, tanto para equipos de clase A como de clase S, para confirmar la calidad de las medidas de los parámetros eléctricos, llevadas a cabo siguiendo la metodología de la norma IEC 61000-4-30. En estas pruebas se calcula la incertidumbre de las medidas, y se verifica que ésta esté por debajo de los límites que propone la norma en distintos puntos de trabajo. También se comprueba cómo afectan a la incertidumbre determinadas magnitudes de influencia.

La metodología utilizada se ha basado en el análisis de estadísticos de tendencia central y de dispersión, aplicados a las series de datos de mediciones experimentales obtenidas con el prototipo. En este análisis se han utilizado herramientas estadísticas gráficas como histogramas y diagramas de caja (*boxplots*), y también se han calculado las curvas de densidad de probabilidad de las series utilizando estimación no paramétrica basada en núcleo (Jia and Taflanidis, 2015). 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 $p=95\%$.

Para efectuar estas pruebas se ha utilizado una fuente trifásica AC Power Source 3001 iX de California Instruments, y para contrastar las medidas tomadas con el prototipo, se ha utilizado un analizador de red eléctrica Fluke 430 II, un multímetro Agilent 34401A de 6 ½ dígitos, y un osciloscopio-registrador Yokogawa DL850E. En todos los ensayos se ha considerado una tensión nominal de referencia de 230 V. Las series de datos de medida en el prototipo se han construido con un periodo de observación de 5 minutos y tomando muestras cada 200 ms. En la Figura 16 se muestra una imagen del escenario de estas pruebas.

Dada la extensión del protocolo de pruebas aplicado, en este trabajo sólo presentaremos un resumen de los resultados más destacables. Además, sólo se comentarán aquí los resultados para las pruebas de clase A, dada su mayor relevancia, aunque el prototipo ha sido probado también con el protocolo de clase S, que supera con amplio margen.

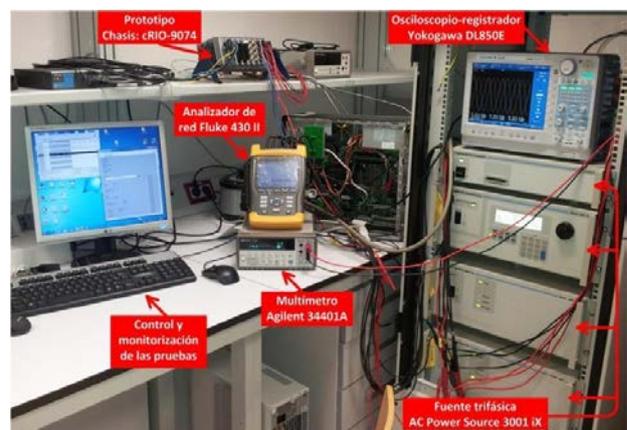


Figura 16: Contexto y equipamiento de las pruebas.

En la Tabla 1 y Tabla 2 se presenta un breve resumen de las pruebas de incertidumbre en medidas de frecuencia y de tensión respectivamente. En ellas se indica el punto de test para la medición y las condiciones complementarias del ensayo, asociadas fundamentalmente a las pruebas con magnitudes de influencia. Se representan gráficamente las funciones de densidad

de probabilidad y los diagramas de caja de las series de datos de medida. También se indican los valores de incertidumbre expandida ($k=2, p=95\%$) asociadas a dichas series.

Tabla 1: Resultados de incertidumbre en las pruebas para clase A de medida de frecuencia.

Pruebas de incertidumbre para medidas de frecuencia	
Punto de test: P1 (42,5 Hz) Condiciones complementarias: No aplica Incert. Expandida ^(*) ($k=2, p=95\%$) L1: 1,8621E-04 L2: 1,7064E-04 L3: 1,8643E-04	
Punto de test: P2 (50,05 Hz) Condiciones complementarias: No aplica (*) L1: 5,6035E-05 L2: 5,2149E-05 L3: 5,7067E-05	
Punto de test: P3 (57,5 Hz) Condiciones complementarias: No aplica (*) L1: 5,6035E-05 L2: 5,2149E-05 L3: 5,7067E-05	
Prueba de influencia de la tensión en medidas de frecuencia	
Punto de test: P2 (50,05 Hz) Condiciones complementarias: S1(10% V_{nom}) Incert. Expandida ^(*) ($k=2, p=95\%$) L1: 3,4629E-04 L2: 3,4019E-04 L3: 3,5212E-04	
Prueba de influencia de los armónicos de tensión en medidas de frecuencia	
Punto de test: P2 (50,05 Hz) Condiciones complementarias: S1 para armónicos Incert. Expandida ^(*) ($k=2, p=95\%$) L1: 3,4629E-04 L2: 3,4019E-04 L3: 3,5212E-04	

Nota: Los valores de incertidumbre en medidas de frecuencia están expresados en [Hz]

Como se puede apreciar en la Tabla 1, en los ensayos de frecuencia se confirma una gran calidad en las mediciones, con incertidumbres inferiores a $\pm 0,4$ mHz, a mucha distancia del límite de ± 10 mHz requerido por la normativa. Las medidas de tensión efectuadas también presentan buenos resultados de incertidumbre. Como se puede ver en la Tabla 2, en todos los casos tenemos valores por debajo de ± 100 mV, muy por debajo del 0,1% de la tensión de referencia indicado en la norma.

Cabe destacar una desviación en los valores centrales de tensión en las tres fases, que se pudieron observar también en los

otros instrumentos de apoyo, por lo que se concluye que su causa es producto de la generación de la fuente trifásica y no de la medida del prototipo.

Tabla 2: Resultados de incertidumbre en las pruebas para clase A de medida de tensión.

Pruebas de incertidumbre para medidas de tensión	
Punto de test: P1 (10% V_{nom}) Condiciones complementarias: No aplica Incert. Expandida ^(*) ($k=2, p=95\%$) L1: 4,5386E-03 L2: 3,2481E-03 L3: 4,5922E-03	
Punto de test: P3 (80% V_{nom}) Condiciones complementarias: No aplica (*) L1: 1,5285E-02 L2: 1,5286E-02 L3: 1,5205E-02	
Punto de test: P5 (150% V_{nom}) ⁽¹⁾ (130% V_{nom}) ⁽²⁾ Condiciones complementarias: No aplica (*) L1: 5,6035E-05 L2: 5,2149E-05 L3: 5,7067E-05	
Pruebas de influencia de la frecuencia en medidas de tensión	
Punto de test: P3 (80% V_{nom}) Condiciones complementarias: S1 (42,5 Hz) Incert. Expandida ^(*) ($k=2, p=95\%$) L1: 1,4974E-02 L2: 1,4412E-02 L3: 1,4427E-02	
Punto de test: P3 (80% V_{nom}) Condiciones complementarias: S3 (55,75 Hz) (*) L1: 1,7325E-02 L2: 1,7913E-02 L3: 1,7472E-02	
Prueba de influencia de los armónicos de tensión en medidas de tensión	
Punto de test: P3 (80% V_{nom}) Condiciones complementarias: S1 para armónicos Incert. Expandida ^(*) ($k=2, p=95\%$) L1: 1,3195E-02 L2: 1,3470E-02 L3: 1,3469E-02	

Nota: Los valores de incertidumbre en medidas de tensión están expresados en [V]

En la Figura 17 se pueden comparar los diagramas de caja de series de datos de una misma medida, tomadas con el prototipo y con el registrador Yokogawa DL850E, donde se aprecia una desviación similar en los valores centrales de las tres fases.

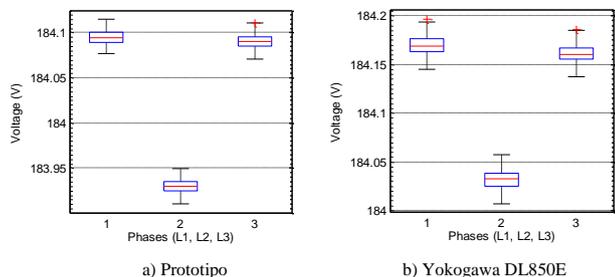


Figura 17: Comparación de medidas de tensión, en la prueba de clase A en P3 (80% V_{nom}), entre el prototipo y el registrador Yokogawa DL850E.

En las pruebas de medida de armónicos e interarmónicos de tensión, el prototipo presentó valores de incertidumbre por debajo de ± 20 mV, cumpliendo los requisitos de la norma IEC 62586-2, que en este caso toma como referencia los límites definidos en la IEC 61000-4-7. La Figura 18 muestra el espectro armónico de varias de estas pruebas efectuadas con el prototipo.

Aunque se intentó efectuar el ensayo de armónicos a alto nivel, éste no pudo ser viable, ya que al superarse el rango de salida operativo de la fuente, se observó inestabilidad en la envolvente del espectro armónico, con continuas variaciones temporales, causadas por la inestabilidad y falta de linealidad en la señal generada.

Se han intentado seguir, lo más fielmente posible, las directrices del protocolo de clase A reflejado en IEC 62586-2; sin embargo, en algunas ocasiones nos hemos tenido que adaptar a las restricciones de nuestros recursos de laboratorio. Estas limitaciones se han dado fundamentalmente en la fuente programable trifásica, debido a una tensión máxima de salida de 300 V. Circunstancia que también ha provocado problemas de linealidad en el espectro armónico de salida de la fuente, cuando se han forzado sus límites operativos. Por esta razón, los resultados de estas pruebas no pretenden ser concluyentes, en el sentido de certificar la categoría de clase A del prototipo. Sin embargo, estos ensayos sí validan la alta calidad del equipo, y pueden dar una idea de las posibilidades que éste tiene de superar una certificación rigurosa de clase A.

5.2. Ensayos de respuesta temporal de los sistemas de generación de alarmas

El objetivo de estas pruebas es medir el tiempo comprendido entre la ocurrencia del evento y la generación de la señal de alarma. El escenario del ensayo se muestra en la Figura 19. Se utiliza una señal de sincronismo externo para disparar el evento con la fuente trifásica programable. La naturaleza del evento será tal que, una vez que sea detectado por el prototipo, éste dispare la orden o señal de alarma bajo análisis. Se estima este tiempo de retardo, comparando el inicio de la señal de sincronismo del evento con el inicio de la señal de alarma generada. El retardo estudiado es el debido únicamente al prototipo, es decir, incluye el tiempo de procesamiento para la adquisición, 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 a la detección de la alarma en equipos remotos.

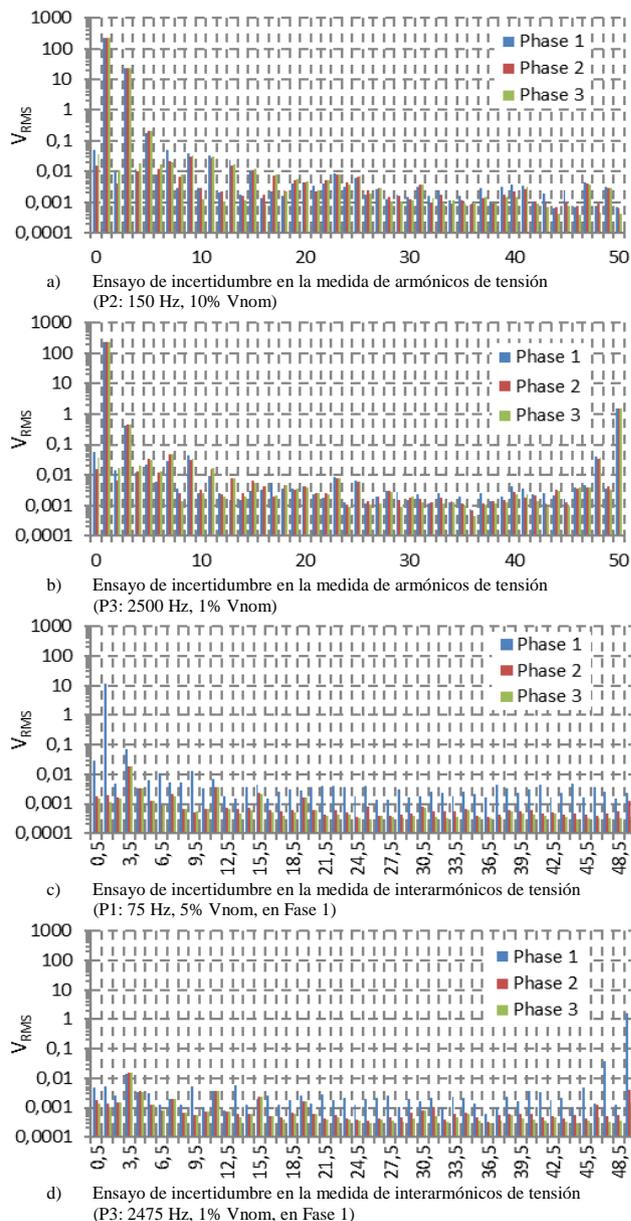


Figura 18: Espectros armónicos e interarmónicos de tensión registrados en las pruebas de clase A.

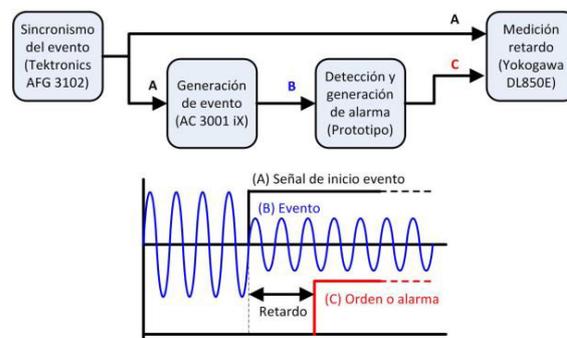


Figura 19: Contexto del ensayo de respuesta temporal.

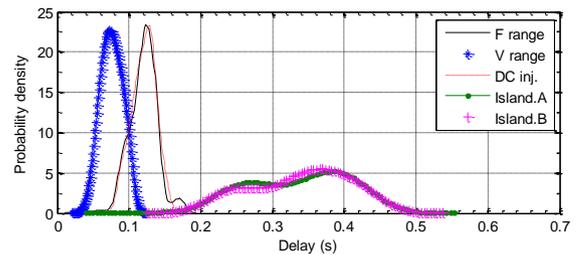
En estos ensayos la señal de sincronización repite el disparo del evento cada 2 s, provocando que en el prototipo se vayan generando señales de alarma sucesivamente. El tiempo de cada prueba fue de 5 minutos, obteniéndose series de 150 lecturas. Para la señal de sincronismo se ha utilizado el generador de formas de onda Tektronics AFG 3102, y para la medición de este retardo el osciloscopio-registrador Yokogawa DL850E.

Por tanto, 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 (Island. A) y no ponderado (Island. B). Un resumen de las pruebas efectuadas se describe en la Tabla 3.

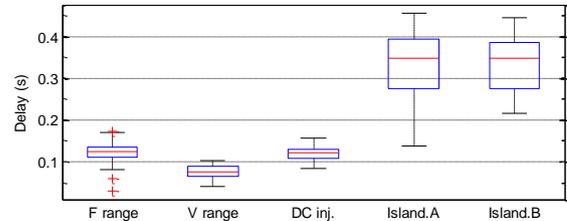
Tabla 3: Resumen de las pruebas para la medida del retardo en la generación de las señales de alarma.

Tipo de alarma	Objetivo de la prueba	Condiciones de la prueba
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 (+ 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)

Los resultados de estas pruebas de retardo se muestran en la Figura 20. En ella se representa un análisis estadístico de los valores de retardo, representado por las funciones de densidad de probabilidad y diagramas de caja. Estos resultados muestran un comportamiento coherente con la arquitectura del equipo. Los subsistemas que dependen de la pila de datos a dos ciclos y procesan parámetros básicos (rangos de tensión y frecuencia, e inyección de corriente continua), son mucho más rápidos, con retardos por debajo de 125 ms. En caso del sistema *anti-islanding*, con un funcionamiento de 10 ciclos y un procesamiento algo más complejo, el retardo aumenta obteniendo valores por debajo de 0,4 s. En el sistema *anti-islanding*, como aspecto interesante, cabe destacar una ligera disminución en los parámetros de dispersión con el decisor ponderado. La Figura 21 muestra una comparativa entre los valores centrales de retardo obtenidos en los ensayos, y los tiempos de respuesta contemplados en la normativa.



a) Curvas de densidad de probabilidad.



b) Diagramas de caja.

Figura 20: Análisis comparativo de los resultados de respuesta temporal para las alarmas de distintos subsistemas.

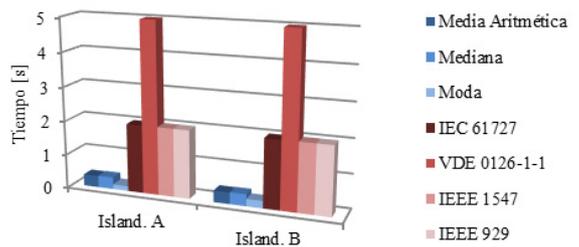
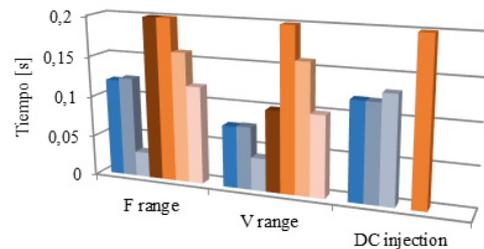


Figura 21: Comparación de valores de respuesta temporal del prototipo con la normativa.

Estas pruebas se han centrado en las señales de alarmas asociadas a las protecciones. La razón de esto es que los requerimientos temporales para la detección de eventos, según la IEC 61000-4-30, tienen características totalmente diferentes a los considerados para las protecciones en áreas de distribución. Estos algoritmos de detección de eventos están implementados en un lazo crítico determinista de 1/2 ciclo, por lo que su respuesta está condicionada dentro de ese tiempo por el diseño del sistema. Las pruebas que se han hecho en el subsistema de detección de eventos así lo confirman. Dicho esto, es interesante aclarar que hay algoritmos que trabajan en tiempos por debajo del 1/2 ciclo, por ejemplo el basado en HOS, sin embargo al estar sincronizado en el lazo de 1/2 ciclo, sacrifica la velocidad de su respuesta en aras del determinismo que exige la IEC 61000-4-30, aunque

conserva para IED la gran robustez de su detección. Para mostrar todo el potencial de velocidad de respuesta de los algoritmos de detección de eventos habría que considerarlos aislados del IED, o al margen de la aplicación de la IEC 61000-4-30, por esta razón se ha preferido no efectuar estas pruebas.

5.3. Integración experimental del prototipo en un inversor fotovoltaico (Proyecto SIDER)

Uno de los objetivos del dispositivo presentado en este trabajo era 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 presentado en este artículo se ha desarrollado en el marco del subproyecto SIDER-PROCOM, con código de referencia TEC2010 19242-C03-02, cuyo objeto era dotar al inversor de funcionalidad de análisis de parámetros y eventos, protecciones y comunicaciones, según el escenario representado en la Figura 22.

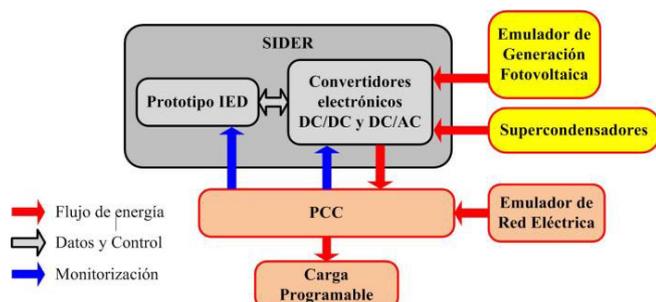


Figura 22: Contexto de las pruebas del inversor inteligente SIDER.

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 (Colak et al., 2015a).

En la Figura 23 se representa un esquema de la información intercambiada entre el prototipo PROCOM y el entorno SIDER y en la Figura 24 se muestra el resultado final de integrar el IED dentro del contexto SIDER.

El proyecto de investigación SIDER ha sido un contexto experimental, donde el prototipo PROCOM ha demostrado una integración flexible con otro sistema electrónico de potencia, así como su capacidad para gestionar la interfaz de conexión con la red (Real-Calvo et al., 2014; Romero-Cadaval et al., 2013). 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.

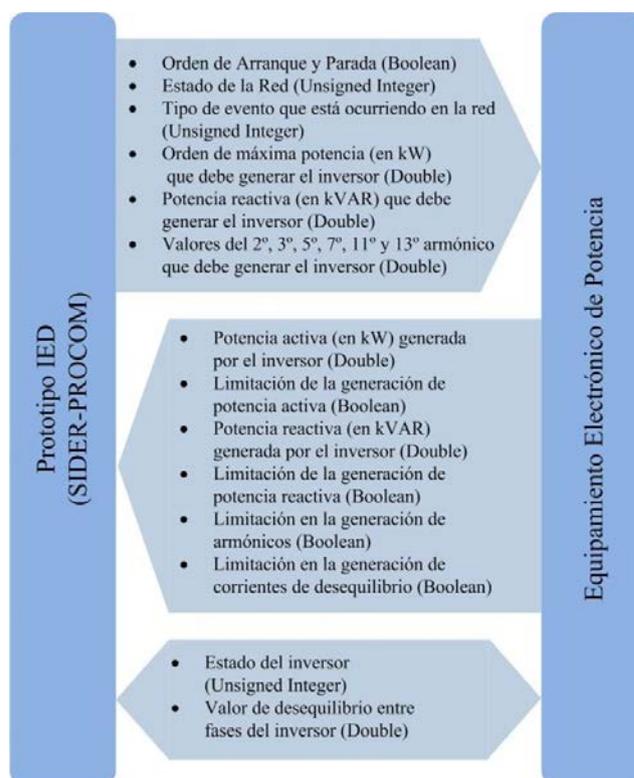


Figura 23: Intercambio de datos entre el prototipo y el sistema de potencia.

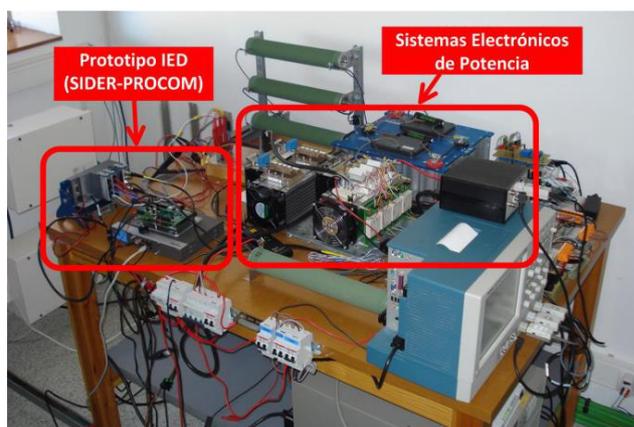


Figura 24: Escenario experimental para el inversor inteligente SIDER.

6. Trabajo futuro

Una vez operativa la primera versión del IED, se está trabajando en la integración de la norma internacional IEC 61850 para la próxima versión, ya que uno de los principales objetivos de este estándar es lograr la interoperabilidad entre IEDs. En concreto se investigan las estructuras de datos más adecuadas para aplicar este estándar a un IED de la forma más eficiente posible (Gonzalez-Redondo et al., 2016). Dicha interoperabilidad permite la integración de dispositivos en la red eléctrica independientemente del fabricante. Para lograr esto, el estándar IEC 61850 modela todos los elementos presentes en el sistema, tanto los dispositivos físicos como las funciones involucradas.

Asimismo, con objeto de permitir el intercambio de información dentro del sistema, el estándar IEC 61850-7-1 especifica el interfaz abstracto de servicios de comunicación (*abstract communication service interface*, ACSI).

El modelo sigue una jerarquía donde se incluyen diferentes niveles, tales como servidor o dispositivo físico, dispositivo lógico (*logical device*, LD), nodo lógico (*logical node*, LN), objeto de datos (*data object*, DO) y atributo de datos (*data attribute*, DA). Un dispositivo lógico puede incluir varios nodos lógicos puesto que puede realizar varias funciones. Un nodo lógico es un objeto que agrupa datos estandarizados en función de su relación con funciones específicas de la aplicación. Los nodos lógicos que se pretenden emplear en una segunda versión del IED están definidos en la parte 7-4 del estándar. Entre ellos podemos mencionar como más relevantes los nodos lógicos del grupo M, para aplicaciones de medida.

En una próxima versión del IED también se tratará el problema del procesado en tiempo real de información proveniente otras entidades. En este sentido la utilización de archivos COMTRADE presenta una gran ventaja debido a su avanzada estandarización. En el caso concreto del IED presentado en el artículo, es posible una fácil adaptación al tratamiento de archivos COMTRADE, por medio de librerías de LabVIEW preparadas para ello, sin embargo, para el prototipo experimental, se ha preferido utilizar ficheros TDMS para intercambiar información de forma de onda y marcado temporal, debido a que permite un fácil tratamiento sincronizado de las series de medidas. Valorar la eficiencia de COMTRADE en el IED, no solo en la generación de archivos sino en el procesado en tiempo real de archivos provenientes de otras entidades del sistema eléctrico, es uno de los estudios que se quieren realizar para próximas versiones.

Este documento se ha centrado en el diseño y la validación del IED, sin embargo, otro aspecto a considerar a corto plazo, una vez superada la etapa de integración del IED con el equipamiento de potencia, es el estudio de la respuesta del conjunto IED+DER en diversos escenarios eléctricos. Y a medio plazo sería interesante poder comparar la respuesta de sistemas compuestos de IED+DER, en los que se ha ampliado su funcionalidad, con aquellos DER que poseen dichas funcionalidades de fábrica.

7. Conclusión

Se ha presentado un IED orientado para operar en las áreas de distribución eléctrica, con un diseño original de gran capacidad funcional que combina calidad de suministro (PQ) y funciones de protección. Este equipo es capaz de dotar de valor añadido a equipos de nuevo diseño, y también permite aportar soluciones en DERs ya instalados que necesitan adaptar o ampliar su funcionalidad a nuevos contextos. El diseño modular del sistema, permite una total reconfiguración para adaptarse a los cambios normativos que están teniendo lugar, de gran calado en inversores fotovoltaicos, y también facilita la adaptación a contextos operativos muy diversos.

El IED aporta como novedad la implementación de algoritmos originales de última generación para la detección de eventos basados en Estadísticos de Orden Superior (HOS) para dar apoyo a la detección basada en la IEC 61000-4-30. La gran capacidad funcional de este equipo es capaz de dar gran valor añadido al DER al que está asociado, convirtiéndolo en un analizador de calidad de suministro (PQA).

Desde el punto de vista de las protecciones, la novedad que se aporta radica en un enfoque original en la detección pasiva del islanding basada en ponderación de múltiples métodos. Este método posee la robustez de los sistemas de detección pasivos, y la precisión de los sistemas activos que inyectan distorsión en la red, pero sin los inconvenientes de éstos.

Los resultados experimentales validan este IED como un instrumento de clase A según IEC 61000-4-30 e IEC 62586-2, lo cual dota al equipo de una rigurosa precisión en las medidas, que supera con diferencia a otras soluciones de sistemas embebidos aplicadas a la monitorización del sistema eléctrico.

La integración del IED con un DER ha sido probada con éxito en un inversor, en el contexto del proyecto de investigación SIDER (*Smart Inverter for Distributed Energy Resources*), patrocinado por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España, pudiéndose comprobar el potencial de este equipo en un futuro contexto Smart Grid.

English Summary

Intelligent Electronic System to Control the Interconnection between Distributed Generation Resources and Power Grid.

Abstract

The changes that are taking place in the electricity sector are causing an evolution of grid towards a more intelligent and efficient model known as *Smart Grid*. In this context equipment that connect to electric system require an intelligent control of the connection interface. This paper presents the design and development of an intelligent electronic device (IED) with high performance for controlling the electrical interconnection. The device has multifunctional ability to analyze power quality and operate with protections, and its modular architecture allows easy integration in both the development of next generation equipment, as in conventional equipment already installed to adapt to the new context of intelligent management. It has developed a prototype that has been tested with A class tests following the standards IEC 61000-4-30 and IEC 62586-2, and we have performed tests to validate the time response in generating orders and alarm signals for protections. Are shown and discussed some of these experimental results and the experience of integration of this prototype in an experimental smart inverter that is designed to operate in a Smart Grid scenario.

Keywords:

Smart grid, intelligent electronic device, distributed energy resource, embedded system, real time, monitoring and supervision, renewable energy.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido posible gracias a la financiación del Ministerio de Ciencia e Innovación de España, en el ámbito del proyecto nacional de investigación denominado SIDER (*Smart Inverter for Distributed Energy Resources*) con código de contrato TEC2010 19242-C03-02.

Referencias

- Abbey, C., Brissette, Y., Lemire, R., Zavoda, F., 2013. Universal IED for distribution smart grids, in: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). Institution of Engineering and Technology, pp. 0863–0863. doi:10.1049/cp.2013.0976
- Agüera-Pérez, A., Carlos Palomares-Salas, J., De La Rosa, J.J.G., María Sierra-Fernández, J., Ayora-Sedeño, D., Moreno-Muñoz, A., 2011. Characterization of electrical sags and swells using higher-order statistical estimators. *Meas. J. Int. Meas. Confed.* 44, 1453–1460.
- Angelino de Souza, W., Pinhabel Marafão, F., Verri Liberado, E., Severino Diniz, I., Amaral Serni, P.J., 2015. Power Quality, Smart Meters and Additional Information from Different Power Terms. *IEEE Lat. Am. Trans.* 13, 158–165. doi:10.1109/TLA.2015.7040643
- Benoit, C., Mercier, A., Besanger, Y., Wurtz, F., 2013. Deterministic optimal power flow for smart grid short-term predictive energy management, in: 2013 IEEE Grenoble Conference. IEEE, pp. 1–7. doi:10.1109/PTC.2013.6652502
- Bower, W., Ropp, M., 2002. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems (Report). Sandia National Laboratories.
- Brown, H.E., Suryanarayanan, S., Heydt, G.T., 2010. Some characteristics of emerging distribution systems considering the smart grid initiative. *Electr. J.* 23, 64–75.
- Caruana, C., Sattar, A., Al-Durra, A., Mueen, S.M., 2015. Real-time testing of energy storage systems in renewable energy applications. *Sustain. Energy Technol. Assessments* 12, 1–9. doi:10.1016/j.seta.2015.08.001
- Colak, I., Fulli, G., Sagiroglu, S., Yesilbudak, M., Covrig, C.-F., 2015a. Smart grid projects in Europe: Current status, maturity and future scenarios. *Appl. Energy* 152, 58–70. doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.098
- Colak, I., Kabalci, E., Fulli, G., Lazarou, S., 2015b. A survey on the contributions of power electronics to smart grid systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 47, 562–579. doi:10.1016/j.rser.2015.03.031
- Dash, P.K., Padhee, M., Barik, S.K., 2012. Estimation of power quality indices in distributed generation systems during power islanding conditions. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 36, 18–30. doi:10.1016/j.ijepes.2011.10.019
- De La Rosa, J.J.G., Moreno-Muñoz, A., Palomares, J.C., Agüera, A., 2010. Automatic classification of Power Quality disturbances via higher-order cumulants and self-organizing networks, in: 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE 2010. Bari, pp. 1579–1584.
- Deng, R., Yang, Z., Hou, F., Chow, M.-Y., Chen, J., 2015. Distributed Real-Time Demand Response in Multiseller-Multibuyer Smart Distribution Grid. *IEEE Trans. Power Syst.* 30, 2364–2374. doi:10.1109/TPWRS.2014.2359457
- Dong Han, Zheng Yan, Yiqun Song, Libing Yang, Yuanrui Hong, 2014. A robust optimization approach to evaluate the impact of smart grid technologies on generation plans, in: 2014 International Conference on Power System Technology. IEEE, pp. 1706–1711. doi:10.1109/POWERCON.2014.6993510
- Gonzalez, E., Delgado, I., Monreal, J., Pazos, F.J., Romero-Cadaval, E., 2013. Failure analysis of inverter based anti-islanding systems in photovoltaic islanding events, in: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). Institution of Engineering and Technology, pp. 0558–0558. doi:10.1049/cp.2013.0800
- Gonzalez-Redondo, M.J., Moreno-Munoz, A., Pallares-Lopez, V., Real-Calvo, R.J., 2016. Influence of data-related factors on the use of IEC 61850 for power utility automation. *Electr. Power Syst. Res.* 133, 269–280. doi:10.1016/j.epsr.2015.12.028
- Heydt, G.T., 2010. The Next Generation of Power Distribution Systems. *IEEE Trans. Smart Grid* 1, 225–235. doi:10.1109/TSG.2010.2080328
- Jia, G., Taflanidis, A.A., 2015. Non-parametric stochastic subset optimization utilizing multivariate boundary kernels and adaptive stochastic sampling. *Adv. Eng. Softw.* 89, 3–16. doi:10.1016/j.advengsoft.2015.06.014
- Katraei, F., Sun, C., Enayati, B., 2015. No Inverter Left Behind: Protection, Controls, and Testing for High Penetrations of PV Inverters on Distribution Systems. *IEEE Power Energy Mag.* 13, 43–49. doi:10.1109/MPE.2014.2380374
- Legarreta, A.E., Figueroa, J.H., Bortolin, J.A., 2011. An IEC 61000-4-30 class A - Power quality monitor: Development and performance analysis, in: 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation. IEEE, pp. 1–6. doi:10.1109/EPQU.2011.6128813
- Mahat, P., Chen, Z., Bak-Jensen, B., 2011. Review on islanding operation of distribution system with distributed generation, in: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Detroit, MI, pp. 1–8.
- Radil, T., Ramos, P.M., 2010. Power quality detection and classification method for IEC 61000-4-30 Class A instruments, in: 2010 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference, I2MTC 2010 - Proceedings. pp. 691–696. doi:10.1109/IMTC.2010.5488085
- Ransom, D.L., 2013. Upgrading relay protection? Be prepared, in: 49th IEEE/IAS Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference. IEEE, pp. 1–8. doi:10.1109/ICPS.2013.6547351
- Real-Calvo, R.J., Moreno-Munoz, A., Pallares-Lopez, V., Gonzalez-Redondo, M.J., Flores-Arias, J.M., 2014. Intelligent electronic device for the control of distributed generation, in: 2014 IEEE Fourth International Conference on Consumer Electronics Berlin (ICCE-Berlin). IEEE, pp. 268–269. doi:10.1109/ICCE-Berlin.2014.7034338
- Romero-Cadaval, E., Minambres-Marcos, V.M., Moreno-Munoz, A., Real-Calvo, R.J., Gonzalez de la Rosa, J.J., Sierra-Fernandez, J.M., 2013. Active functions implementation in smart inverters for distributed energy resources, in: 2013 International Conference-Workshop Compatibility And Power Electronics. IEEE, pp. 52–57. doi:10.1109/CPE.2013.6601128
- Sharma, K., Mohan Saini, L., 2015. Performance analysis of smart metering for smart grid: An overview. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 49, 720–735. doi:10.1016/j.rser.2015.04.170
- Su, W., Eichl, H., Zeng, W., Chow, M., 2012. A Survey on the Electrification of Transportation in a Smart Grid Environment. *IEEE Trans. Ind. Informatics* 8, 1–10. doi:10.1109/TII.2011.2172454
- Yalla, M.V.V.S., 1992. A digital multifunction protective relay. *IEEE Trans. Power Deliv.* 7, 193–201.
- Yan, Y., Qian, Y., Sharif, H., Tipper, D., 2013. A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges. *IEEE Commun. Surv. Tutorials* 15, 5–20. doi:10.1109/SURV.2012.021312.00034