



UNIVERSIDAD DE CÓRDOBA

# **Técnicas Avanzadas de Protección en Redes Eléctricas Inteligentes**

MEMORIA DE TESIS DOCTORAL

*presentada por*

Isabel María Moreno García

*dirigida por:*

Dr. Antonio Moreno Muñoz  
Dra. Aurora del Rocío Gil de Castro

**Córdoba, octubre 2015**

TITULO: *Técnicas Avanzadas de Protección de Redes Eléctricas Inteligentes*

AUTOR: *Isabel María Moreno García*

---

© Edita: Servicio de Publicaciones de la Universidad de Córdoba. 2015  
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: Técnicas Avanzadas de Protección en Redes Eléctricas Inteligentes**

**DOCTORANDA: Isabel María Moreno García**

**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).

La doctoranda Isabel M<sup>a</sup> Moreno García comenzó los trabajos de tesis doctoral bajo nuestra supervisión en octubre de 2012. En su tesis doctoral se planteó la investigación de técnicas avanzadas para sistemas activos de protección y medida de la red de distribución eléctrica, con el objetivo de combatir las pérdidas y detectar los eventuales problemas y evitar así el alcanzar un escenario crítico de falta de abastecimiento.

Durante su trabajo, la doctoranda ha realizado un análisis extensivo y pormenorizado de la calidad de suministro, específicamente de los transitorios asociados a los eventos, y centrado en técnicas que permitan su detección.

En base a dicho estudio, ha modelado diferentes técnicas que permiten la detección temprana y segura de estados transitorios en anomalías de las líneas de distribución. Para la validación de los tiempos de respuesta de los modelos ha desarrollado simultáneamente una plataforma capaz de operar como sistema embebido en un escenario de Smart Grid.

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

Los directores estamos muy orgullosos del trabajo de Isabel M<sup>a</sup> y consideramos que ha realizado satisfactoriamente y en los plazos previstos el trabajo de investigación que se presenta en esta memoria de tesis, alcanzando resultados de elevada relevancia científico-técnica. Igualmente ha alcanzado una elevada madurez en su faceta investigadora. Una muestra de ello queda reflejada en contribuciones científicas hasta la fecha de trabajo de la tesis doctoral, como revistas indexadas, congresos y capítulos de libros.

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

Córdoba, 6 de octubre de 2015

Firma de los directores

Fdo. Antonio Moreno Muñoz

Fdo.: Aurora Gil de Castro



*A las dos personitas que me roban  
el corazón a diario. Por ellos todo  
esfuerzo de superación merece la  
pena.*

*Con todo mi cariño a mis hijos  
Manuel y Vera.*



## **Agradecimientos**

Mi agradecimiento a cuantas personas han hecho posible la realización del presente trabajo, en especial a Antonio, director de esta tesis, por su valiosa colaboración diaria. Durante estos años me ha guiado marcando los límites y objetivos de la tesis. Ha sido un excelente director, que me ha enseñado el apasionante, aunque complicado a veces, mundo de la investigación, ayudándome con amabilidad a recorrer el camino hasta presentar la tesis doctoral.

Quiero darle las gracias a mi directora y amiga Aurora, por motivarme a seguir adelante, por su constante apoyo técnico y rigurosa revisión del trabajo realizado, tanto en el laboratorio como en la supervisión de la memoria de la tesis. Es un privilegio contar con una buena amiga en el ámbito laboral.

A los profesores Math Bollen e Irene Gu por su cordial colaboración en mi tesis, sus conocimientos y aportación técnica han sido un pilar fundamental para culminar el trabajo.

A Víctor por su sabiduría y buen trabajo en el día a día del laboratorio, es un honor trabajar codo a codo con él. Le agradezco también sus consejos y supervisión en el trabajo de tesis. A Miguel, por siempre haber confiado en mí y ofrecerme su apoyo. A Isabel, Kiko, Juan y todos los profesores del área de Electrónica por su amabilidad, interés por mi trabajo y poder seguir aprendiendo de ellos cada día.

A mis compañeros del laboratorio Emilio, Fran, Javi B. y Chen, por su ayuda desinteresada y los buenos ratos de tertulia en el café de la mañana. A Javi J. por compartir conmigo las inquietudes de desarrollar un trabajo de tesis. También quiero agradecer a familiares y amigos sus palabras de aliento, en especial a Laura, Inma y las chicas del parque, por hacerme sentir que puedo con todo.

Por último, mostrar mi especial gratitud a todos los miembros de mi familia por su cariño y apoyo durante esta etapa. A mis padres, por permitirme desarrollar mi carrera profesional cuidando diariamente de mis pequeños, esta tesis también es vuestra. A mi madre por no haberme dejado tirar la toalla en momentos difíciles y siempre estar a mi lado. A mi padre por ser mi referente en la vida, con su saber estar y ganas de aprender. A mi hermano, por ser tan buen amigo además de hermano. A Manolo por caminar siempre a mi lado y apoyarme incondicionalmente en cada decisión. A mi hijo Manuel por hacerme ver el trabajo de tesis desde el punto de vista de un niño y sacarme la sonrisa cada vez que se acercaba al ordenador, mama ha terminado por fin el libro de garabatos. A mi hija Vera, mi pequeña princesa, que justo tiene el tiempo de la tesis, te compensaré las horas ausentadas. Junto a tu hermano sois mi mayor logro.

Gracias a todos.





## Abstract

There are different ideas about what a Smart Grid is. On the one hand, some authors define it as a system based on local electrical networks, which are almost autonomous. On the other hand, others visualize it as a kind of network where the electricity is delivered from the utilities to consumers using digital technology to save energy, reduce costs and increase the reliability of the system. Basically, the goal of Smart Grid is to increase efficiency in generation, transmission and distribution systems from power companies of the electric business. Thus, Smart Grid covers concept such as innovation in electrical systems, Distributed Generation (DG), the use of renewable resources, a solution to environmental problems, the integration of geographic and demographic areas and improvements in the load control.

The aim of this thesis was to obtain a true global perspective of the components that comprise the system, and future trends that seem interesting under the development that is expected from DG in particular in the coming years. Therefore, the production of the document itself has enabled a survey of the research niches that could be interesting on the field of study. This thesis addresses the fast detection of electrical signal disturbances for advanced smart inverter functionalities within the framework of large-scale grid integration of renewable energy sources. A statistical-based technique under the fault detection and isolation (FDI) paradigm is proposed for fast events detection in power systems. The aim is to improve the performance of interconnection systems and the energy efficiency of the electricity grid. The method developed is based on the CUMulative SUM (CUSUM) algorithm and is applied to a wide range of power quality events to analyze its performance. The results show that the method generates residuals that are robust to noise and accurately estimates the time locations of underlying transitions in the power system. The main advantage of the proposed technique is its earlier event detection, with respect to other traditional methods, since it performs sample-by-sample evaluations. Moreover, the proposed technique does not require much computational effort, which means that the presented detection method is suitable for integration into the multifunction relay protection subsystems available in novel smart inverters. The design and development of a flexible, robust and modular architecture are presented; it integrates adequate computing power to implement these new protection systems and energy efficiency.

Finally, the performance of a joint causal and anti-causal (CaC) segmentation method for automatic location of nonstationary parts of power quality events is presented. The accurate time allocation of events and sequences of events is important to automatically analyze disturbances in the future Smart Grid. The segmentation method developed is also based on the CUSUM algorithm. The main advantage of CaC segmentation is the high precision in the location of the transition segments.

## Resumen

Existen diferentes ideas sobre lo que es una *Smart Grid* o red inteligente y así, mientras que unos la definen como un sistema basado en redes locales cuasi autónomas, otros se plantean una red de este tipo como una entrega de electricidad desde la parte de generación hasta el consumidor usando la tecnología digital para ahorrar energía, reducir costos e incrementar la fiabilidad. Básicamente, el objetivo de Smart Grid es aumentar la eficiencia en los sistemas de generación, transmisión y distribución de las empresas eléctricas. Smart Grid es sinónimo de: innovación en sistemas eléctricos, generación distribuida (*Distributed Generation*, DG), aprovechamiento de recursos renovables, una solución a problemas ambientales, mayor acercamiento a diversas zonas geográficas y demográficas y mejoras en el control de carga.

Con la presente tesis, se ha pretendido plasmar un estado del arte actual, en lo que al estudio de calidad de suministro se refiere. La propia elaboración del documento ha permitido un sondeo de los nichos de investigación que podrían ser interesantes respecto al tema. Esta tesis aborda la detección rápida de perturbaciones de señales eléctricas para integrar esta funcionalidad avanzada en inversores inteligentes, dentro del marco de la integración en la red, a gran escala, de fuentes de energía renovables. Se propone una técnica basada en estadística, actuando en el paradigma de detección de faltas y aislamiento (*Fault Detection and Isolation*, FDI), para la detección temprana en el sistema de potencia. Con ello se pretende mejorar la actuación sobre los sistemas de interconexión y la eficiencia energética de la red eléctrica. El nuevo método está basado en suma acumulativa (*Cumulative SUM*, CUSUM) y es aplicado a un amplio conjunto de eventos de calidad de suministro para analizar su rendimiento. Los resultados obtenidos indican que el algoritmo propuesto genera residuos robustos y estima con gran precisión las transiciones de los eventos analizados. La principal ventaja del método es que permite una detección de eventos más rápida que los métodos tradicionales, debido a que realiza un procesamiento de muestra a muestra. Además, el método propuesto no requiere demasiado esfuerzo computacional, lo que significa que es adecuado para la integración de un relé de protección multifuncional disponible en los nuevos inversores inteligentes. Se presenta también el diseño y desarrollo de una arquitectura flexible, robusta, modular y con la potencia de cálculo adecuada para la implementación de estos nuevos sistemas de protección y medida para la eficiencia energética.

Finalmente, se presenta el rendimiento de un método de segmentación causal y anti-causal (CaC) para la localización automática de las partes no estacionarias de eventos de calidad de suministro. La localización exacta en el tiempo de eventos y la consecuencia de los mismos es importante para analizar de forma automática las perturbaciones en la Smart Grid del futuro. El método de segmentación desarrollado también se basa en el algoritmo CUSUM. La principal ventaja de la segmentación CaC es la elevada precisión en la localización de los segmentos de transición.

## Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>	Corriente alterna
AI	<i>Artificial Intelligence</i>	Inteligencia Artificial
ANN	<i>Artificial Neural Network</i>	Redes neuronales artificiales
AR	<i>Autoregressive</i>	Modelos autoregresivos
ARL	<i>Average Run Length</i>	Longitud promedio de corridas
CaC	<i>Causal and anti-Causal</i>	Causal y anti-causal
CUSUM	<i>Cumulative Sum</i>	Método de suma acumulativa
DAQ	<i>Data Acquisition</i>	Adquisición de datos
DC	<i>Direct Current</i>	Corriente continua
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>	Recursos de energía distribuida
DG	<i>Distributed Generation</i>	Generación distribuida
DMA	<i>Direct Memory Access</i>	Acceso directo a memoria
DP	<i>Detection Parameter</i>	Parámetro de detección
DSP	<i>Digital Signal Processor</i>	Procesador digital de señales
ES	<i>Embedded System</i>	Sistema embebido
ESPRIT	<i>Estimation Signal Parameters Rotational Invariance</i>	Técnicas de invariancia rotacional
FDI	<i>Fault Detection and Isolation</i>	Detección de faltas y aislamiento
FDIR	<i>Fault Detection, Isolation, and Reconfiguration</i>	Detección de faltas, aislamiento y reconfiguración
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>	Transformada rápida de Fourier
FIR	<i>Finite Impulse Response</i>	Respuesta finita al impulso
FPGA	<i>Field Programmable Gate Array</i>	Matriz de puertas programables
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>	Protocolo de transferencia de archivos
GPIB	<i>General Purpose Interface Bus</i>	Bus de interfaz de propósito general
GPS	<i>Global Position System</i>	Sistema de posicionamiento global
HOS	<i>Higher Order Statistics</i>	Estadísticos de orden superior
HTML	<i>Hypertext Markup Language</i>	Lenguaje de marcado de hipertexto
HTTP	<i>Hypertext Transfer Protocol</i>	Protocolo de transferencia de hipertexto
IAT	<i>International Atomic Time</i>	Tiempo atómico internacional
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	Comisión electrotécnica internacional
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>	Dispositivo electrónico inteligente
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>	Instituto de ingeniería eléctrica y electrónica

IIR	<i>Infinite Impulse Response</i>	Respuesta infinita al impulso
MSE	<i>Mean Square Error</i>	Error cuadrático medio
MUSIC	<i>Multiple Signal Classification</i>	Técnicas de clasificación de señal múltiple
NI	<i>National Instruments</i>	Compañía National Instruments
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>	Punto de conexión común
PCI	<i>Peripheral Component Interconnect</i>	Componentes periféricos interconectados
PDF	<i>Probability Density Function</i>	Función de densidad de probabilidad
PQ	<i>Power Quality</i>	Calidad de suministro
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>	Protocolo de tiempo de precisión
RMS	<i>Root Mean Square</i>	Valor cuadrático medio
RT	<i>Real Time</i>	Tiempo real
RTOS	<i>Real Time Operating System</i>	Sistema operativo en tiempo real
SGTB	<i>Smart-Grids Test Bench</i>	Sistema de pruebas para Smart Grid
SPC	<i>Statistical Process Control</i>	Control estadístico de procesos
SPI	<i>Serial Peripheral interface</i>	Bus serie de dispositivos periféricos
SVM	<i>Support Vector Machine</i>	Máquinas de vectores soporte
STD	<i>Standard Deviation</i>	Desviación estándar
TAI	<i>International Atomic Time</i>	Tiempo atómico universal
TDMS	<i>Technical Data Management System</i>	Sistema de gestión de datos
TEO	<i>Teager Energy Operator</i>	Estimador de energía Teager
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>	Tiempo universal coordinado
VI	<i>Virtual Instrument</i>	Instrumento virtual

## Notación y símbolos

Notación	Significado
$\mu$	Media aritmética
$\mu_0$	Valor de referencia o media aritmética ideal
$c$	Ciclo
$C$	Matriz de transformación de un sistema trifásicos a un sistema de dos componentes
$C_{n-200ms}$	Medida de un grupo y subgrupo de interarmónicos de tensión centrados y sin discontinuidad en 10/12 periodos
$C_{ng}$	Medida de un grupo y subgrupo de armónicos de tensión sin discontinuidad en 10/12 periodos
$D_0$	Duración estimada de una transición
$f_{dq}$	Sistema coordinado giratorio sobre los ejes $dq0$
$f_{abc}$	Sistema trifásico estacionario
$f_{\alpha\beta}$	Sistema coordinado estacionario de dos componentes
$g_n$	Variable que almacena el resultado de aplicar el DP a los residuos $\varepsilon_n$
$K$	Valor de referencia para evitar falsas alarmas en el estadístico CUSUM
$n$	Tamaño de la muestra
$N$	Contador adicional de CUSUM que indica el número de veces consecutivas que $g_n$ tiene un valor diferente de cero
$P_{lt}$	Severidad del parpadeo de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de $P_{st}$ en un intervalo de 2 h
$P_{st}$	Severidad del parpadeo de corta duración medida en un periodo de 10 min
$R$	Matriz de transformación a un eje giratorio
$s$	Muestra
$S$	Instante calculada de inicio de transición
$t$	Tiempo continuo
$T$	Instante de detección de transición
$T_0$	Instante de localización de la transición
$TD1$	Tiempo de detección de inicio de la perturbación
$TD2$	Tiempo de detección de fin de la perturbación
$TR1$	Tiempo de inicio de la perturbación
$TR2$	Tiempo de fin de la perturbación
$U_c$	Tensión de suministro declarada
$U_{din}$	Tensión de entrada declarada
$U_{ef(1/2)}$	Tensión eficaz refrescada cada semiperiodo
$U_n$	Tensión nominal de red

---

$U_{rd}$	Tensión de referencia deslizante
$U_{rms(200\ ms)}$	Intervalo de medida básico PQ de 10 ciclos o 200 ms
$U_{rms(3\ s)}$	Intervalo de medida de 3 s, formado por agregación de 15 intervalos básicos de 200 ms
$U_{rms(10\ min)}$	Intervalo de medida de 10 min, formado por agregación de 200 intervalos de 3 s.
$U_{rms(2\ h)}$	Intervalo de medida de 2 h, formado por agregación de 12 intervalos de 10 min
$V_p$	Amplitud en el método detector de picos
$\varepsilon_n$	Variable que almacena el resultado de un generador de residuos
$\lambda$	Umbral de detección
$\sigma$	Desviación estándar
$\omega$	Frecuencia angular

## Índice de contenidos

Abstract.....	I
Resumen .....	II
Abreviaturas .....	III
Notación y símbolos.....	V
Índice de contenidos.....	VII
Índice de figuras .....	IX
Índice de tablas.....	XII
1    Introducción.....	1
1.1. <i>Panorama de las redes eléctricas</i> .....	2
1.2. <i>Definición y conceptos de calidad de suministro eléctrico</i> .....	4
1.2.1.    Variaciones y eventos .....	5
1.2.2.    La importancia de la monitorización .....	6
1.2.3.    Interpretación de los resultados de monitorización .....	7
1.2.4.    Caracterización de la tensión de suministro .....	7
1.3. <i>Seguridad y protección del sistema eléctrico</i> .....	11
1.4. <i>Motivación y objetivos de la tesis</i> .....	12
1.5. <i>Sinopsis de la tesis</i> .....	14
1.6. <i>Contribuciones de la tesis</i> .....	14
1.6.1.    Aportaciones científicas derivadas directamente de la tesis doctoral .....	15
1.6.2.    Otras aportaciones científicas relacionadas con la tesis doctoral.....	16
2    Antecedentes.....	21
2.1. <i>Introducción en FDIR</i> .....	22
2.1.1.    Técnicas usadas en FDI .....	23
2.1.2.    Clasificación de los métodos FDI basados en generación de residuos .....	23
2.2. <i>Análisis de los eventos PQ</i> .....	25
2.2.1.    Detección de eventos.....	26
2.2.2.    Segmentación de eventos .....	27
2.2.3.    Caracterización de eventos .....	28
2.2.4.    Clasificación de eventos .....	30
2.3. <i>Sistemas embebidos en el marco de Smart Grid</i> .....	32
3    Métodos .....	35
3.1. <i>Introducción a la metodología</i> .....	36
3.2. <i>Métodos de detección</i> .....	36
3.2.1.    Generadores de residuos.....	37
3.2.2.    Relación de redundancia de los residuos.....	41
3.2.3.    Decisión lógica.....	44
3.3. <i>Métodos de segmentación</i> .....	44
3.3.1.    Segmentación causal y anti-causal (CaC).....	45
3.3.2.    Segmentación CaC basada en CUSUM.....	47



4	Materiales .....	51
4.1.	<i>Plataforma para el diseño de sistemas embebidos en el marco de Smart Grid</i> .....	52
4.2.	<i>Especificaciones de diseño del SGTB</i> .....	53
4.2.1.	Especificaciones generales para el procesamiento .....	54
4.2.2.	Especificaciones para <i>Smart Grid</i> .....	55
4.3.	<i>Selección de la plataforma de control para el diseño del SGTB</i> .....	56
4.4.	<i>Diseño de la arquitectura del SGTB</i> .....	58
5	Resultados y discusión .....	65
5.1.	<i>Resultados de validación tecnológica del SGTB</i> .....	66
5.1.1.	Ensayo como sistema multifuncional.....	66
5.1.2.	Ensayo de los algoritmos avanzados .....	70
5.1.3.	Discusión sobre el SGTB construido.....	83
5.2.	<i>Resultados de validación de algoritmos para detección de eventos</i> .....	85
5.2.1.	Resultados preliminares .....	85
5.2.2.	Detección de eventos en tiempo real .....	94
5.2.3.	Detección de eventos con medidas reales del sistema de distribución....	99
5.2.4.	Discusión sobre técnicas avanzadas para la detección .....	105
5.3.	<i>Resultados de validación del algoritmo propuesto para segmentación de eventos</i> .....	106
5.3.1.	Metodología de pruebas del algoritmo .....	106
5.3.2.	Respuesta del modelo.....	108
5.3.3.	Discusión sobre técnicas avanzadas para la segmentación .....	117
6	Conclusiones y trabajo futuro .....	119
6.1.	<i>Conclusiones</i> .....	120
6.2.	<i>Trabajo futuro</i> .....	123
	Referencias .....	125
	Anexo A: Publicaciones.....	131
	Anexo B: Configuración de los equipos para los ensayo.....	195
	Anexo C: Medida de parámetros en cRIO .....	201

## Índice de figuras

Figura 1-1. Actual sistema de distribución radial.....	2
Figura 1-2. Futura Smart Grid.....	3
Figura 1-3. Estabilidad y fiabilidad como pilares PQ en Smart Grid. ....	3
Figura 1-4. Esquema general de medida de calidad de suministro.....	7
Figura 1-5. Diagrama de bloques de Smart Grid.....	13
Figura 2-1. Esquema FDIR en Smart Grid.....	22
Figura 2-2. Esquema general de redundancia analítica.....	24
Figura 2-3. Esquema general de un generador de residuos de un modelo cuantitativo..	24
Figura 2-4. Etapas generales en el análisis de eventos PQ.....	25
Figura 2-5. Ejemplo de detección de eventos bajo la perspectiva FDI.....	27
Figura 2-6. Ejemplo de división de un registro de evento en segmentos. ....	28
Figura 2-7. Diagrama de bloques de un clasificador de eventos.....	30
Figura 2-8. Huecos en diferentes niveles de tensión debido a diferentes tipos de falta..	32
Figura 3-1. Diagrama de bloques de las técnicas empleadas en el análisis de eventos. ..	36
Figura 3-2. Transformación de un sistema coordenado estacionario trifásico a un sistema coordenado estacionario.....	37
Figura 3-3. Sistema coordenado estacionario trifásico. ....	38
Figura 3-4. Sistema trifásico equilibrado en el sistema coordenado estático.....	38
Figura 3-5. Transformación de un sistema coordenado estacionario a un sistema giratorio.....	38
Figura 3-6. Sistema trifásico equilibrado en el eje de referencia giratorio.....	39
Figura 3-7. Diagrama de bloques del método de detección de picos. ....	39
Figura 3-8. Vector magnitud de una señal sinusoidal a partir del método de detección de picos.....	40
Figura 3-9. Skewness, medida de la asimetría de la distribución. ....	41
Figura 3-10. Kurtosis, medida de la distribución de la probabilidad. ....	42
Figura 3-11. Ejemplo de análisis con CUSUM de una serie de datos aleatoria. ....	42
Figura 3-12. Ejemplo de una segmentación convencional o segmentación causal .....	45
Figura 3-13. Ejemplo de segmentación causal y anti-causal (CaC): (a) Segmentación anti-causal; (b) Segmentación causal y anti-causal.....	45
Figura 3-14. Detalle de los instantes de marcación de la segmentación CaC.....	46
Figura 3-15. Ejemplo de segmentación CaC de una transición lenta. ....	47
Figura 3-16. Ejemplo de segmentación CaC de una transición rápida.....	47
Figura 3-17. Detalle de segmentación CaC con CUSUM.....	48
Figura 3-18. Ejemplo de segmentación CaC de una transición lenta con CUSUM.....	49
Figura 3-19. Ejemplo de segmentación CaC de una transición rápida con CUSUM. ....	49
Figura 4-1: Diagrama de especificaciones del SGTB para la ejecución de algoritmos. ..	57
Figura 4-2. Diagrama de bloques del sistema experimental SGTB.....	58
Figura 4-3. Equipamiento del SGTB en el laboratorio .....	62
Figura 4-4. Equipos bajo test. ....	62
Figura 5-1. Primera etapa del test final del SGTB.....	67
Figura 5-2. Segunda etapa del test final del SGTB.....	68
Figura 5-3. Tercera etapa del test final del SGTB.....	69
Figura 5-4. Cuarta etapa del test final del SGTB.....	70
Figura 5-5. Control y monitorización de la fuente de California Instruments.....	71

Figura 5-6. Control de la carga.....	71
Figura 5-7. Ejemplo de configuración de un escalón.....	73
Figura 5-8. Ejemplo de análisis con DIAdem.....	73
Figura 5-9. Medidas en régimen permanente.....	74
Figura 5-10. Fases para el análisis de transitorio.....	75
Figura 5-11. Esquema para la respuesta transitoria.....	76
Figura 5-12. Arquitectura para el procesamiento RT.....	76
Figura 5-13. Ejemplo de la herramienta utilizada para el análisis de los algoritmos.....	77
Figura 5-14. Respuesta transitoria de la carga cuando se inicia un hueco.....	79
Figura 5-15. Respuesta transitoria de la carga durante un hueco.....	79
Figura 5-16. Respuesta transitoria de la carga al final de un hueco.....	80
Figura 5-17. Estimación de las comunicaciones.....	81
Figura 5-18. Esquema para los test de la propagación de comandos.....	82
Figura 5-19. Programa receptor de datos.....	82
Figura 5-20. Diagrama de la arquitectura en tiempo real del SGTB.....	84
Figura 5-21. Modelo de detección y clasificación de eventos con HOS sin descriptor.....	86
Figura 5-22. Instrumento virtual del modelo de detección y categorización de eventos con HOS sin descriptor.....	86
Figura 5-23. Análisis de eventos con RMS, varianza y HOS.....	88
Figura 5-24. Modelo de detección y categorización de eventos con HOS a partir del descriptor de la transformada de Clarke.....	89
Figura 5-25. Instrumento virtual del modelo de detección y categorización de eventos con HOS a partir del descriptor de la transformada de Clarke.....	90
Figura 5-26. Análisis de frecuencia baja con HOS.....	91
Figura 5-27. Modelo de detección y categorización de eventos con cusum y HOS a partir del descriptor de detección de picos.....	92
Figura 5-28. Análisis estadístico de un hueco con descriptor detección de picos.....	93
Figura 5-29. Análisis estadístico de una sobretensión con descriptor detección de picos.....	93
Figura 5-30. Análisis estadístico de un transitorio con descriptor detección de picos.....	93
Figura 5-31. Visualización de los datos del ensayo completo en DIAdem.....	96
Figura 5-32. Visualización en DIAdem de un evento con ruido.....	97
Figura 5-33. Visualización en DIAdem de un evento sin ruido.....	98
Figura 5-34. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la detección rápida de eventos.....	100
Figura 5-35. Resultado de diseñar el umbral de detección analizando 127 medidas reales.....	101
Figura 5-36. Ejemplo de detección avanzada de un evento con CUSUM.....	101
Figura 5-37. Análisis de un hueco de multi-estado.....	102
Figura 5-38. Detalle por fase de la detección de la primera transición del hueco multi-estado analizado.....	103
Figura 5-39. Detalle por fase de la detección de la segunda transición del hueco multi-estado analizado.....	103
Figura 5-40. Detalle por fase de la detección de la tercera transición del hueco multi-estado analizado.....	103
Figura 5-41. Análisis del hueco de varios estados analizado.....	104
Figura 5-42. Histogramas de diferentes múltiplos de la desviación estándar del DP... 107	107
Figura 5-43. Superposición de los histogramas de la desviación estándar del DP multiplicado por 5 (línea azul) y 6 (línea roja).....	108
Figura 5-44. Diagrama de bloques del método de segmentación propuesto.....	108

---

Figura 5-45. Formas de onda de un hueco multi-estado trifásico.....	109
Figura 5-46. Residuos causales de un filtro <i>Butterworth</i> .....	109
Figura 5-47. Residuos anti-causales de un filtro <i>Butterworth</i> .....	110
Figura 5-48. DPs causales y umbral de detección causal.....	110
Figura 5-49. DPs anti-causales y umbral de detección anti-causal.....	110
Figura 5-50. Segmentación causal (rojo) y anti-causal (azul) del hueco.....	111
Figura 5-51. Segmentación de la primera transición.....	112
Figura 5-52. Segmentación de la segunda transición.....	112
Figura 5-53. Segmentación de la tercera transición.....	113
Figura 5-54. Estimación de la segmentación de la primera transición.....	114
Figura 5-55. Estimación de la segmentación de la segunda transición.....	115
Figura 5-56. Estimación de la segmentación de la tercera transición.....	116
Figura 5-57. Visión general de la segmentación CaC del hueco multi-estado.....	117

**Índice de tablas**

Tabla 2-1. Siete tipos de huecos de tensión desequilibrados según la clasificación ABC	31
Tabla 2-2. Huecos en diferentes niveles de tensión debido a diferentes tipos de falta..	32
Tabla 4-1. Funciones de protección de un relé. ....	52
Tabla 5-1. Resultados en relación a las funciones de un relé .....	83
Tabla 5-2. Selección de perturbaciones en ensayo HOS. ....	87
Tabla 5-3. Instantes de detección de las transiciones del hueco analizado.....	104
Tabla 5-4. Instantes de detección CaC de las transiciones del hueco analizado.....	113

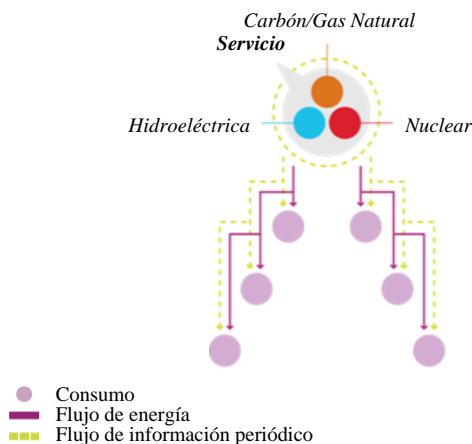
# 1 Introducción

**E**n este capítulo se presenta la importancia del estudio de la calidad de suministro en el mercado de la electricidad, asunto que ha ido cobrando interés en los últimos años. Se introducen además conceptos que posteriormente se utilizarán en los siguientes capítulos, como es el caso de la calidad de la onda y sus perturbaciones. Se especifica la normativa que hace referencia a los límites de los anteriores conceptos y el método seguido para su medida.



### 1.1. Panorama de las redes eléctricas

Las redes de hoy en día están basadas principalmente en grandes centros de generación conectados a las líneas de transmisión que suministran energía a los sistemas de distribución, de este modo el flujo de energía es unidireccional desde la fuente de generación hasta el cliente final, pasando por los sistemas de transmisión y distribución.



**Figura 1-1. Actual sistema de distribución radial. Fuente [1].**

El producto electricidad procedente de las centrales de generación es prácticamente perfecto en su origen, pero sufre diversas alteraciones antes de llegar al consumidor como resultado de incidentes en los sistemas de transporte, así como de anomalías y de conexión de cargas emisoras de perturbaciones en la red de distribución y en la propia instalación del abonado.

Las soluciones tradicionales para mejorar las infraestructuras del sistema eléctrico han venido en forma de nuevas plantas de generación, nuevas líneas de transmisión, subestaciones o equipos asociados. Sin embargo, como la experiencia ha demostrado, el proceso de autorizar, localizar y construir nuevas líneas de transmisión es extremadamente difícil, costoso y lento [2].

A pesar de los problemas mencionados, la fiabilidad del sistema es vital y no debe ser comprometida. Para superar este problema, la tendencia es alejarse del sistema radial hacia un sistema distribuido, manifestándose un flujo de energía bidireccional. Sin embargo esto degrada el control de la red porque la corriente fluye a lo largo de líneas particulares y no pueden ser fácilmente controladas. La situación es aún peor si se produce un incidente como la pérdida de una línea por una sobrecarga, aumentando la posibilidad de una interrupción del suministro. La respuesta es transformar el actual sistema de energía eléctrica en una red de energía inteligente, *Smart Grid*.

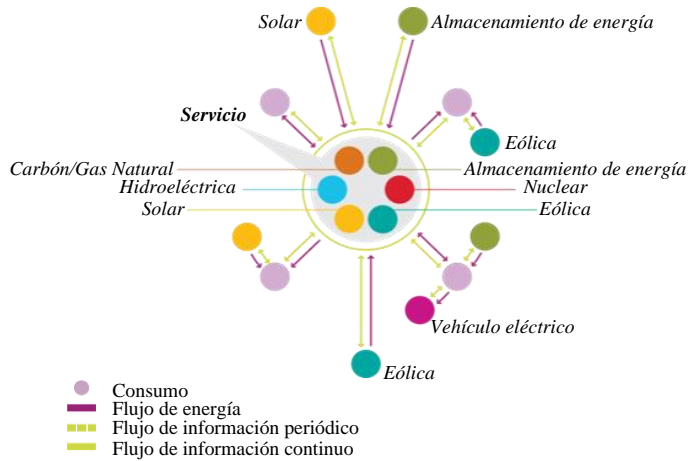


Figura 1-2. Futura Smart Grid. Fuente [1].

Las futuras Smart Grids serán fuertes, más flexibles, fiables, tendrán integradas funciones de autorrecuperación, serán totalmente controlables y eficientes. Así mismo serán una plataforma para hacer posible la coexistencia de Smart Grids con gran número de generación distribuida (*Distributed Generation, DG*) y plantas de generación centralizada. La distribución del futuro será capaz de mantener unos estándares de calidad superiores a los actuales, gracias, entre otros factores, a la introducción de nuevos mecanismos para la prevención, detección y localización de las averías, o la reposición automática del suministro. De este modo, el conocimiento y telecontrol de la red facilitará el mantenimiento en general y la optimización de los equipos de trabajo de campo en particular. Además es necesaria una condición de equilibrio continuo entre la oferta y la demanda para mantener altos niveles de fiabilidad y estabilidad, y garantizar la calidad aceptable de la generación.

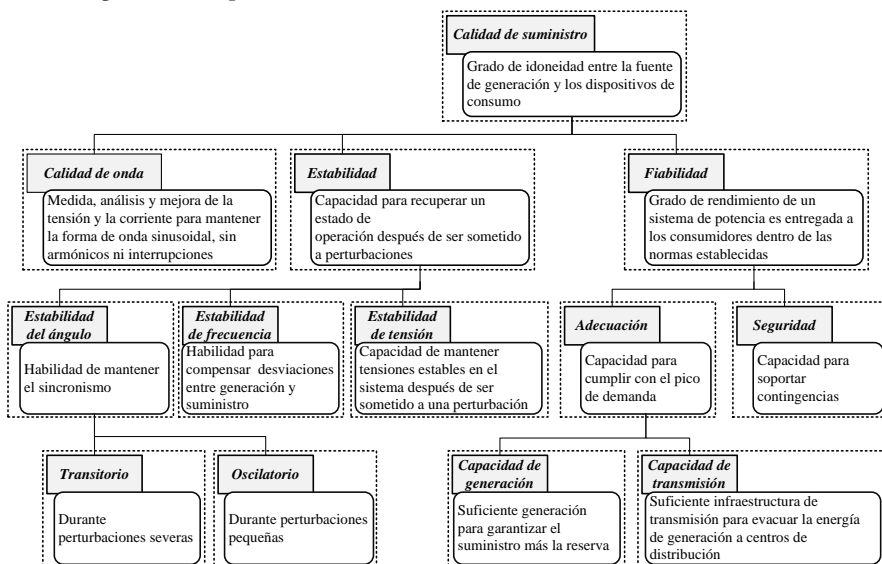


Figura 1-3. Estabilidad y fiabilidad como pilares PQ en Smart Grid. Fuente [3].



La Figura 1-3 muestra las definiciones de fiabilidad y estabilidad de un sistema de energía, y cómo cada parte contribuye a la calidad de la potencia suministrada a los consumidores.

El cumplimiento de estos requisitos conlleva la tendencia del mercado eléctrico a diversificar las fuentes de generación. Este cambio hacia un flujo de energía bidireccional también viene impuesto por la necesidad de gestionar de forma eficaz y en tiempo real (*Real Time*, RT) los flujos de potencia implicados en todo el sistema eléctrico. Además la tendencia al alza de la penetración de DG, fundamentalmente fotovoltaica, cubriendo grandes zonas residenciales, ha impulsado el desarrollo de dispositivos electrónicos inteligentes (*Intelligent Electronic Device*, IED), con una alta integración y con carácter multifuncional, que controlan la interfaz con la red [4], [5].

En estas nuevas redes inteligentes, que no son más que una evolución de las tecnologías utilizadas en la antigua infraestructura, los recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Resources*, DER), muchos de ellos renovables, se conectan directamente a cualquier punto de la red eléctrica de media tensión (MT), lo que supone un factor adicional de perturbación, fomentando la aparición de problemas de estabilidad, disminución de la fiabilidad o presencia de flujos bidireccionales, entre otros.

Parte de la solución para moderar el impacto de DER en la red se encuentra en las mismas unidades DER, en la interfaz de convertidor de potencia [6]; es decir, el inversor. Impulsado por las directivas 2011 LV-MV de Alemania [7], los inversores pueden contener funciones inteligentes como el control de la potencia reactiva, para ayudar con la integración en la red. A finales de 2015, más del 50% de los inversores pueden realizar estas funciones. Esta cantidad podría aumentar con la innovación disruptiva de almacenamiento de energía incorporado en el convertidor [8] y el avance vertiginoso de las microrredes [9].

Ante este panorama y dados los requisitos en cuanto a calidad de potencia y seguridad que conlleva la integración de estas fuentes de DG [10], la búsqueda de nuevas estrategias de protección que resulten en una mayor eficiencia energética, en una disminución de los tiempos de corte de suministro y en un aumento de la capacidad de procesamiento de información se ha convertido en algo fundamental para las empresas del negocio de la energía eléctrica.

## **1.2. Definición y conceptos de calidad de suministro eléctrico**

La energía eléctrica es suministrada en la forma de un sistema trifásico de tensiones de naturaleza sinusoidal. Son cuatro los parámetros que caracterizan a la onda de tensión y que permiten medir su grado de pureza: frecuencia, amplitud, forma, simetría. Las centrales eléctricas producen una onda sinusoidal de 50 ciclos por segundo prácticamente perfecta, por lo que, desde el punto de vista del suministro al cliente, los parámetros mencionados se consideran constantes en la generación.

Sin embargo, en el proceso de transporte y distribución de la energía desde las centrales hasta los puntos de consumo final, que tiene lugar a través de las redes eléctricas, estas magnitudes sufren alteraciones que pueden afectar a determinados usuarios.

Estas alteraciones tienen su origen en las propias instalaciones eléctricas (como consecuencia de maniobras, averías, etc.) en fenómenos naturales (descargas

atmosféricas) y en el funcionamiento normal de determinados receptores (puentes rectificadores, hornos de arco, etc.) que las transmiten a los demás receptores a través de la red eléctrica.

Su eliminación completa resulta, por lo tanto, imposible. Por ello, es necesario adecuar los receptores, con el fin de disminuir al máximo las emisiones que generan y que pueden afectar al funcionamiento de otros receptores, así como reducir en lo posible las repercusiones que pueden tener dichas alteraciones sobre su propio funcionamiento normal [11].

Debido a la importancia de mejorar el rendimiento y la explotación de todo el sistema eléctrico, se ha ido convirtiendo en un aspecto muy importante el análisis de las alteraciones de la onda de tensión, lo que ha conllevado a un incremento del interés sobre equipos que monitoricen estas alteraciones. Esta situación ha dado lugar al concepto calidad de suministro eléctrico [12]–[15], que guarda una estrecha relación con la eficiencia de la red y la producción eléctrica.

El término calidad de suministro eléctrico (*Power Quality*, PQ) es más usado en Europa mientras que en EEUU se usa más el término calidad de potencia. La norma que trata sobre métodos de medida de calidad de suministro eléctrico, IEC 61000-4-30 [16], define este término como las características de la electricidad en un punto de la red de energía eléctrica, evaluadas con relación a un conjunto de parámetros técnicos de referencia, en algunos casos relacionados con la compatibilidad entre la electricidad suministrada por una red y las cargas conectadas la misma. El estudio sobre calidad de suministro eléctrico ha sido un objeto de análisis para muchos expertos en esta materia, lo que ha supuesto que existan diferentes definiciones sobre este concepto. Autores como A. Moreno-Muñoz [12], M. H. Bollen [17] y J.C. Gomez-Targarona [18] han realizado una revisión sobre las dimensiones que definen el término calidad de suministro eléctrico. En general, se puede decir que el término de calidad de suministro eléctrico abarca el concepto de calidad comercial, continuidad de suministro y calidad de tensión. La calidad comercial se refiere al contrato entre el usuario y la distribuidora. La continuidad de suministro o confiabilidad se refiere a la continuidad del servicio libre de interrupciones. La calidad de tensión, se refiere a las características de la onda de tensión que le llegan al cliente.

### 1.2.1. Variaciones y eventos

La evaluación de las perturbaciones del sistema eléctrico supone el estudio de las desviaciones de la tensión y corriente respecto de la onda sinusoidal ideal, a la frecuencia de la red, con amplitud y frecuencia constante, y sin presencia de armónicos. En términos generales, estas distorsiones se pueden clasificar en dos categorías desde el punto de vista de la calidad de onda: variaciones y eventos [12]. Mientras que las variaciones (por ejemplo, armónicos, bajadas y subidas de tensión, desequilibrios, etc.) son generalmente considerados como pequeñas y graduales desviaciones de la onda sinusoidal de tensión/corriente, caracterizadas como fenómenos de estado estacionario, los eventos ocurren de forma repentina produciendo desviaciones bruscas de la forma de onda, y se caracterizan como fenómenos aleatorios no estacionarios, por lo general causados por incidentes en las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico. Los eventos se consideran más perjudiciales para la red de distribución eléctrica, ya que pueden causar daños potencialmente 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.

### **1.2.2. La importancia de la monitorización**

En los últimos años ha ido incrementando el interés en la monitorización de la calidad de suministro eléctrico, es decir, en conocer las características de la energía suministrada y las perturbaciones que se producen en la red para ser solucionadas e implementar las medidas adecuadas para evitar su aparición. Para ello existen los sistemas dedicados a calidad de suministro eléctrico, que son equipos de medida que tradicionalmente no actúan sobre elementos de conexión o desconexión. Su objetivo primordial es monitorizar la tensión de alimentación y detectar las perturbaciones, registrando el momento de ocurrencia de la variación de los parámetros que caracterizan la onda eléctrica de sus valores nominales. Estos sistemas suelen recoger datos correspondientes a instantes previos y posteriores a la detección del evento. Desde el punto de vista de las perturbaciones, estas son registradas en el momento en que se detecta una variación de los parámetros que caracterizan la onda eléctrica de sus valores nominales (evento) debido a una falta, a una maniobra, a la actuación de un elemento de protección, etc. (incidencia).

Los sistemas de monitorización son instrumentos de medida digitales, que miden las tensiones e intensidades existentes en la red y mediante un microprocesador interno, calculan los demás parámetros de la instalación. Existen diferentes equipos para la optimización energética y la calidad eléctrica: equipos de identificación de problemas, registradores y analizadores de la calidad eléctrica y la energía. Su integración en el equipamiento de la red, han jugado un papel crucial en la mejora del sistema eléctrico [19].

La monitorización de calidad de la onda consiste en muestrear las magnitudes eléctricas de las formas de onda y obtener los valores instantáneos en cada uno de los puntos de muestreo en un tiempo mínimo, que depende de cada fabricante y tiene gran importancia para poder comparar los resultados de determinadas medidas o incluso para poder interpretar dichos resultados, sobre todo si la magnitud que se está midiendo varía durante el intervalo de medida. Posteriormente se procesan los valores numéricos de uno a varios ciclos, obteniéndose valores eficaces de las magnitudes eléctricas para las que el equipo haya sido diseñado.

La mayoría de equipos no sólo registran el instante de ocurrencia del evento y sus características básicas, también registra la forma de onda. Esto permite realizar un análisis posterior del evento para entender su origen. La ventana de almacenamiento de la señal consiste del periodo entre la detección de inicio y fin del evento más un cierto número de muestras antes del evento (pre-evento) más un cierto número de muestras después del evento (post-evento).

De los varios aspectos que ofrece la monitorización de la calidad de suministro eléctrico, son de interés la caracterización y clasificación de perturbaciones y los relacionados con la detección de faltas. Una completa y detallada supervisión de las perturbaciones es necesaria para determinar su causa, prevenir de efectos perjudiciales a los componentes del sistema eléctrico y establecer los límites entre la compañía eléctrica y el cliente final.

### 1.2.3. Interpretación de los resultados de monitorización

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.

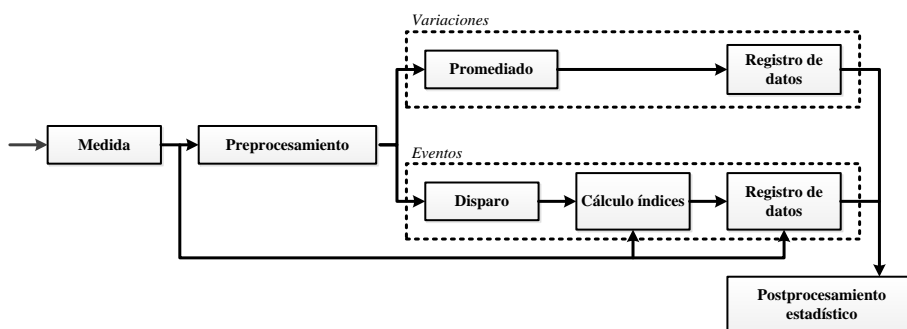


Figura 1-4. Esquema general de medida de calidad de suministro. Fuente [17].

Las perturbaciones detectadas deben ser preprocesadas y registradas. Como se muestra en la Figura 1-4, 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 [20]. Como se ha comentado anteriormente, una vez que la perturbación ha sido detectada y registrada, el análisis de la forma de onda correspondiente puede dar más información sobre ella caracterizándola, ofreciendo información sobre las variables que caracterizan a ese tipo de perturbación. Por ejemplo, para huecos o sobretensiones, la duración, la magnitud (máxima o mínima), el tipo, el punto de inicio y fin, pendiente de cambio; para armónicos, la duración, índices de distorsión armónica individuales y totales, etc. Esta tarea puede ser llevada a cabo mediante un seguimiento detallado de los estándares [21], [22].

Por lo tanto, el punto clave es la determinación del 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 buscando exclusivamente la porción de las formas de onda implicadas en el evento.

### 1.2.4. Caracterización de la tensión de suministro

La norma IEC 61000-4-30 [16] 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 en el emplazamiento de red para cada tipo de parámetro, de forma que puedan obtenerse resultados fiables, reproducibles y comparables, con independencia del instrumento utilizado y de sus condiciones de entorno, siguiendo las directrices de esta norma. Así mismo, es importante destacar que el estándar de calidad [16] define funcionalmente los métodos de medida pero no especifica cómo han de llevarse a cabo, dejando abierta, por

tanto, 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 son: frecuencia, amplitud de la tensión de alimentación, *flicker*, huecos de tensión y sobretensiones temporales, las interrupciones de tensión, tensiones transitorias, desequilibrio, armónicos e interarmónicos de tensión y de corriente, 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 [16] marca las directrices a seguir por lo que será la norma que tomemos de referencia.

Se plantean cuatro intervalos o ventanas de observación para el método de clase A de la norma IEC 61000-4-30 [16]. Se omiten referencias a métodos de la clase B, ya que en este caso es el fabricante quien debe especificar el procedimiento utilizado para la medida, su incertidumbre y como se evalúa la misma.

- *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<sup>1</sup>.

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

Los siguientes tres intervalos se construirán de forma agregada, según sea la duración y la naturaleza temporal del fenómeno eléctrico cuyo parámetro se mide.

- *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.

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

- *Intervalo de 10 minutos:* Formado por agregación de 200 intervalos de 3 segundos.

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

- *Intervalo de 2 horas:* Formado por agregación de 12 intervalos básicos de 10 minutos.

$$U_{RMS(2h)} = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} U_{RMS(10min)}^2} \quad (4)$$

<sup>1</sup> RMS son las siglas para el valor cuadrático medio (*Root Mean Square*)

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

A continuación se enuncian los requisitos temporales más importantes, aplicables a los diversos parámetros que contempla la norma, para métodos de clase A.

- *Frecuencia industrial*: Según la UNE-EN 50160 [23] se define la frecuencia de la tensión de alimentación como la tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión de alimentación, medida durante un intervalo de tiempo determinado. Se dice que existen variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico de corriente alterna cuando se produce una alteración del equilibrio entre carga y generación. La medida de la frecuencia, según [16], se obtiene cada 10 s, como relación entre los ciclos enteros contados en un intervalo de 10 s, y su duración total (que será ligeramente inferior o superior a 10 s, si la frecuencia es distinta a 50 Hz). Los ciclos no completos se descartan.
- *Variación de la tensión de alimentación*: Según [23] se define la variación de tensión como el aumento o disminución de tensión, provocada normalmente por la variación de carga total de la red de distribución o una parte de esa red. Se produce una variación de tensión cuando hay una alteración en la amplitud y, por lo tanto, en el valor eficaz de la onda de tensión. Una variación de tensión tiene un valor inicial, un valor final y una duración, es decir, el tiempo que emplea en pasar del valor inicial al valor final. La medida debe ser el valor eficaz de la amplitud de la tensión en un intervalo de tiempo de 10/12 periodos<sup>2</sup> (50/60 Hz). Los intervalos de 10/12 periodos deben ser contiguos y no deben solaparse los intervalos adyacentes.
- *Flicker*: Según [23] se define flicker como la impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo. El flicker depende fundamentalmente de la amplitud, frecuencia y duración de las fluctuaciones de tensión<sup>3</sup> que lo causan. Estas oscilaciones oscilan entre los 0,5 Hz y los 30 Hz de frecuencia. Se remite a la norma IEC 61000-4-15, donde se plantean intervalos de medida de 10 min para los niveles de flicker a corto plazo (*PsI*), y de 2 h para los niveles a largo plazo (*PlI*) [24].
- *Huecos de tensión y sobretensiones temporales*: La norma [23] define el hueco de tensión de la alimentación como la caída brusca de la tensión de la alimentación a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión declarada  $U_c$ <sup>4</sup> seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un hueco de tensión tiene una duración de 10 ms a 1

---

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

<sup>3</sup> Se dice que hay fluctuaciones de tensión cuando se producen variaciones periódicas o series de cambios aleatorios en la tensión de la red eléctrica.

<sup>4</sup> La tensión de alimentación declarada  $U_c$  es generalmente la tensión nominal  $U_n$  de la red.

min. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión declarada. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90% de la tensión declarada no son consideradas como huecos de tensión. Según [23] se define la sobretensión temporal como un aumento de la tensión de alimentación de duración relativamente larga. La medida básica de un hueco de tensión según [16] y de una sobretensión temporal debe ser la medida de  $U_{g(1/2)}$  en cada canal de medida. Por lo tanto la medida se hará en una ventana de un ciclo, refrescado cada medio ciclo.

- *Interrupciones de la tensión de suministro:* Según [23] se define la interrupción como una disminución de la tensión de alimentación hasta un valor situado por debajo del 1% de la tensión declarada  $U_c$  seguida del restablecimiento de la tensión después de un instante de tiempo. La medida básica de una interrupción de tensión debe ser la medida de  $U_{g(1/2)}$  en el canal de medida. Por lo tanto la medida se hará en una ventana de un ciclo, refrescado cada medio ciclo.
- *Tensiones transitorias:* La norma IEC 61000-4-30 [16] en su apartado A.3 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 a medir. 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 frecuencias hasta alrededor de 10 MHz (durante 200  $\mu$ s) y con grandes amplitudes hasta 1 MHz (durante 2 ms).
- *Desequilibrio de la tensión de suministro:* Según [23] el desequilibrio de tensión en un sistema trifásico, es un estado en el cual el valor eficaz de las tensiones de fases o los desfases entre las mismas no son iguales. El desequilibrio de la tensión de suministro se evalúa usando el método de las componentes simétricas. Este método se basa en que, en condiciones de desequilibrio, además de la componente directa, existe también al menos una de las siguientes componentes: la componente inversa y/o la componente homopolar [16]. La componente fundamental del valor eficaz de la señal de entrada se mide en un intervalo de tiempo de 10/12 periodos (50/60 Hz).
- *Armónicos de tensión:* Se aplica la definición de la medida básica de armónicos de tensión dada en la norma IEC 61000-4-7 [25] para la clase 1. Esta norma debe utilizarse para determinar una medida de un grupo y subgrupo de armónicos sin discontinuidad en 10/12 periodos, denominada  $C_{ng}$ .
- *Interarmónicos de tensión:* Se aplica la definición de la medida básica de los interarmónicos de tensión dada en la norma IEC 61000-4-7 [25] 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  $C_{n-200ms}$ .
- *Cambios rápidos de tensión:* En la norma [16] 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. La norma no especifica ningún intervalo temporal para la medición de este parámetro.

- *Medida de los parámetros "valor bajo" y "valor alto" de la tensión ("tensión baja" y "tensión alta")*: La norma [16] 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 un porcentaje de la tensión de entrada declarada<sup>5</sup>. Para efectuar la medida debe utilizarse el algoritmo de intervalos de agregación especificado en la norma.

### 1.3. Seguridad y protección del sistema eléctrico

Tradicionalmente las redes de energía eléctrica han necesitado de equipos que monitoricen e interpreten sus parámetros más característicos, para la mejora de la eficiencia de la red, de la producción eléctrica y de la explotación de todo el sistema. Es decir equipos dedicados al análisis PQ. Además, también son necesarios equipos que aporten seguridad, implementando procedimientos de protección frente a los riesgos asociados al sistema eléctrico. La seguridad y la protección se plantean como una necesidad, debido a los riesgos inherentes a la generación y la distribución eléctrica, desde los mismos albores de esta industria. Es por ello que los sistemas de monitorización, y su integración en el equipamiento de la red, han jugado un papel crucial en la mejora del sistema eléctrico [19].

Este equipamiento ha ido evolucionando en las últimas décadas, de forma que se habla de cuatro generaciones de equipos de monitorización según IEEE 1159 [21]. 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 de la tecnología analógica, desarrollándose relés de protección cuya eficiencia dependía de la precisión de los componentes analógicos utilizados, implicando 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, la que se encuentra en la actualidad, 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 IEEE 1159 [21], IEEE 929 [26], UL 1741 [27], IEC 62116 [28], IEC 61727 [29], V 0126-1-1 [30]. 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 reducen 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

---

<sup>5</sup> La tensión de entrada declarada,  $U_{dim}$ , según la norma IEC 61000-4-30, es un valor obtenido a partir de la tensión de suministro declarada por una relación de transformación.



los cambios más significativos ha sido el desarrollo de procesadores digitales de señales (*Digital Signal Processor*, DSP), que han permitido una mejora significativa de los algoritmos de procesamiento de señal [31]. También hay que señalar un impulso creciente en los sistemas de adquisición y presentación de datos, y en los diseños de interfaz de usuario, que han permitido 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 IEDs, y más concretamente los sistemas embebidos (*Embedded System*, ES). En estos sistemas se pueden implementar tanto funciones de protección como de medición de calidad de suministro eléctrico, incluso ambas simultáneamente.

Así pues, estos IEDs, debido a su alta capacidad de integración, proporcionan una alternativa económicamente viable ofreciendo una serie de ventajas añadidas, como son: rendimiento mejorado, mayor flexibilidad, menor espacio y cableado, así como una mayor orientación a la multifuncionalidad [32].

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.

La mejora en los procesos de adquisición de datos implica 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, dentro de los ESs, para luego generar las acciones y disparos necesarios en el relé [33].

#### **1.4. Motivación y objetivos de la tesis**

La necesidad de optimizar de manera significativa la gestión de recursos energéticos en el futuro conlleva la investigación de sistemas empotrados de alto nivel específicos de la infraestructura eléctrica. Así mismo, surge la necesidad de investigar técnicas avanzadas para sistemas activos de protección y medida de la red de distribución eléctrica para combatir las pérdidas y detectar los eventuales problemas y evitar así el alcanzar un escenario crítico de falta de abastecimiento.

Uno de los retos de esta tesis es mostrar las ventajas de utilizar ESs en el marco de Smart Grid, de manera que mejore la automatización de la red de MT, a través de la localización de incidencias en cualquier punto de la red, así como la reconfiguración del sistema ante las faltas detectadas. Para ello, se propone el diseño e implementación de un ESs que analice la calidad de servicio en la red teniendo en cuenta los defectos en ella. La integración en un inversor de un ES con la funcionalidad descrita permite avanzar hacia el nuevo modelo de Smart Grid presentado por [34], que requiere marcación rápida de eventos, funcionalidad de inyección de potencia activa, funcionalidad de protección en relés inteligentes, etc. La Figura 1-5 muestra un esquema de Smart Grid según los niveles de aplicación.

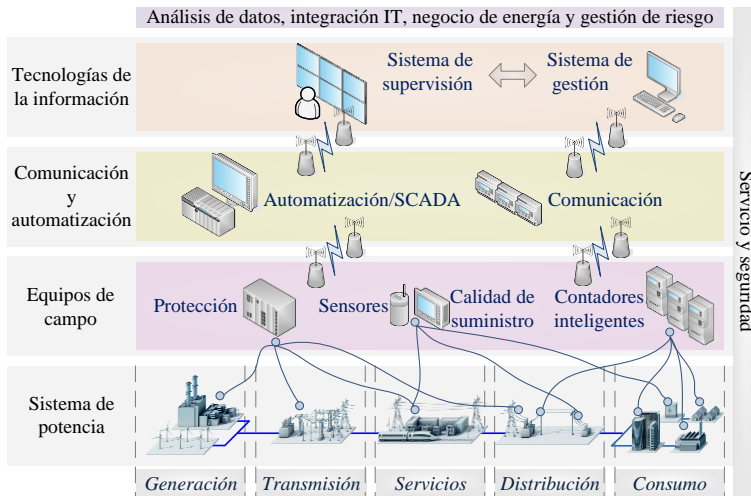


Figura 1-5. Diagrama de bloques de Smart Grid.

El marco global de trabajo de esta tesis se sitúa por tanto en la segunda etapa de la Figura 1-5, equipos de campo, dedicada al instrumental directamente conectado al sistema de potencia con la misión de medir y analizar la señal eléctrica así como de proteger el sistema frente a las faltas que puedan originarse debido a incidencias de diferente naturaleza. Para ello, la investigación realizada en esta tesis se centra en el estudio de nuevos algoritmos que analicen la naturaleza transitoria de las perturbaciones (perturbaciones en las tensiones, corrientes, potencias, frecuencias, impedancia, desequilibrio, etc.) y la posibilidad de detección rápida y segura de problemas o anomalías en las líneas de distribución o elementos que la componen.

Para llevar a cabo la investigación se han planteado los siguientes objetivos:

- Investigar nuevos algoritmos que analicen la naturaleza transitoria de las perturbaciones (perturbaciones en las tensiones, corrientes, potencias, frecuencias, impedancia, desbalance, etc.)
- Hacer uso de los algoritmos desarrollados para la detección rápida y segura de problemas o anomalías en las líneas de distribución o elementos que la componen.
- Analizar los tiempos de respuesta de los algoritmos frente a técnicas convencionales de protección.
- Clasificar las perturbaciones con las nuevas técnicas desarrolladas.
- Analizar la viabilidad de un nuevo sistema empotrado de alta capacidad computacional para adquisición de datos de campo y procesado multifuncional, que integre medida, protección, estabilidad, análisis y control de la calidad de la distribución, registro de eventos, así como aplicaciones avanzadas de telecontrol, estabilidad de la red, balance energético, en el nivel básico de adquisición de señal.

### 1.5. Sinopsis de la tesis

El documento de tesis está dividido en 6 capítulos. Este primer capítulo se corresponde con la introducción a la tesis y su temática. El contenido del resto de capítulos se describe a continuación:

- *Capítulo 2 - Antecedentes:* Este capítulo comienza con el planteamiento de la detección de faltas desde el punto de vista PQ, detección de eventos. Seguidamente se define la metodología general que comúnmente se utiliza en este campo y se delimitan conceptos como detección, segmentación, caracterización y clasificación de eventos. Por último, se destaca la importancia de los sistemas embebidos en el marco de Smart Grid.
- *Capítulo 3 - Métodos:* Este capítulo presenta una serie de métodos cuantitativos utilizados en la tesis para el análisis de eventos PQ, describiendo las técnicas usadas como método de detección, las usadas como método de segmentación y otras recientemente usadas como métodos de caracterización y clasificación de eventos.
- *Capítulo 4 - Materiales:* En este capítulo se especifican los materiales utilizados para llevar a cabo los ensayos. La totalidad del capítulo está dedicado a la descripción del sistema empujado desarrollado como equipo de adquisición de datos de campo y procesado de medidas PQ, medidas de potencia y funciones de protección. Este equipo además, se utiliza para analizar el rendimiento de las técnicas avanzadas en tiempo real.
- *Capítulo 5 – Resultados y discusión:* Los primeros resultados que se presentan son los dedicados a las pruebas de validación del ES desarrollado para operar simultáneamente como sistema de protección y medida. El capítulo continúa con los resultados de los métodos de detección y caracterización empleados en la plataforma. Por último se presentan los resultados de detección y segmentación en medidas reales en sistemas de distribución. Para cada sección, se interpretan los resultados obtenidos, analizando las ventajas de los desarrollos realizados y discutiendo las limitaciones encontradas.
- *Capítulo 6 - Conclusiones y trabajo futuro:* El capítulo integra y sintetiza las diversas cuestiones planteadas en el capítulo 5, reflejando el impacto del trabajo llevado a cabo. Finalmente se proporciona dirección y áreas para futuras investigaciones relacionadas con la contribución de la tesis.

### 1.6. Contribuciones de la tesis

En esta sección se listan las contribuciones de la tesis, publicadas en revistas, libros y congresos. El conjunto de publicaciones se muestran en dos secciones, las derivadas directamente de la tesis y otras que tienen una estrecha relación con ella. En ambas secciones las publicaciones aparecen en orden cronológico inverso. Las publicaciones relacionadas directamente con la tesis pueden consultarse más ampliamente en el Anexo A.

### 1.6.1. Aportaciones científicas derivadas directamente de la tesis doctoral

#### 1.6.1.1. Revistas con índice de impacto

*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-García, Miguel J. González-Redondo.

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

Cuartil: Q4 en JCR; Q3 en SJR.

Volume: 45, Issue: 3. Páginas: En edición, DOI: En edición.

Fecha de publicación: En edición. Aceptado el 4 de septiembre de 2015.

*Novel Segmentation Technique for Measured Three-Phase Voltage Dips*

Revista: Energies.

Autores: Isabel M. Moreno-Garcia, Antonio Moreno-Munoz, Aurora Gil-de-Castro, Math Bollen, Irene Y. H. Gu.

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

Cuartil: Q2 en JCR; Q1 en SJR.

Volume: 8, Issue: 8. Páginas: 8319-8338, DOI: 10.3390/en8088319.

Fecha de publicación: Ago 2015.

*Implementation of a Smart Grid Inverter through Embedded Systems*

Revista: Electronics and Electrical Engineering.

Autores: Moreno-Garcia, 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.

Volume: 19, Issue: 3. Páginas: 3-6, DOI: 10.5755/j01.eee.19.3.1378.

Fecha de publicación: Feb 2013.

#### 1.6.1.2. 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.

### 1.6.1.3. Aportaciones a congresos

*Tests and Analysis of a novel Segmentation method using Measurement Data*

Congreso: CIRED 2015 Proceedings of 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.

Autores: Moreno-Garcia, I., Gil-de-Castro, A., Gu, I. & Bollen, M.

Páginas: En edición, DOI: En edición.

Fecha de publicación: En edición. Aceptado el 3 de noviembre de 2014. Presentado el 15 de julio de 2015.

*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.

## 1.6.2. Otras aportaciones científicas relacionadas con la tesis doctoral

### 1.6.2.1. Revistas con índice de impacto

*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.

Volume: 9, Issue: 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/2012/1a/6.pdf](http://pe.org.pl/articles/2012/1a/6.pdf).

### 1.6.2.2. Capítulos de libro

*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.

*Virtual Instrumentation Applied to Electromagnetic Compatibility Testing.*

Libro: IT Revolutions.

Serie: Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering.

Autores: Francisco Domingo Pérez, José María Flores Arias, Antonio Moreno Muñoz, Víctor Pallares López, Aurora Gil de Castro, Isabel María Moreno-García, Juan José González de la Rosa.

Volumen 133, 2012, pp 593-600.

Editorial: Springer Berlin Heidelberg.

Print ISBN: 978-3-642-32303-4.

eBook: ISBN: 978-3-642-32304-1: Id. Digital: 10.1007/978-3-642-32304-1\_4.

### 1.6.2.3. Congresos

*Implementation of a real time monitoring system for a grid-connected PV park*

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

Autores: IM Moreno-García, V Pallares-Lopez, M Gonzalez-Redondo, J Lopez-Lopez, M Varo-Martinez, I Santiago.

Páginas: 2915-2920, DOI: 10.1109/ICIT.2015.7125528.

Fecha de publicación: Jul 2015.

*IEC 61850 GOOSE transfer time measurement in development stage*

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

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

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

Fecha de publicación: May 2013.

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

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

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.

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

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

Autores: V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Munoz, M. Gonzalez-Redondo, R. Real-Calvo, I. M. Moreno-Garcia, 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: Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2011 6th IEEE Conference on.

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

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

Fecha de publicación: Jun 2011.

*Electromagnetic compatibility test system*

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

Autores: F. Domingo-Perez, J. M. Flores-Arias, A. Moreno-Munoz, J. J. G. De la Rosa, A. Gil-de-Castro, V. Pallares-Lopez, and I. Moreno-Garcia.

Páginas: 62-67, DOI: 10.1109/CPE.2011.5942208.

Fecha de publicación: Jun 2011.

*An experimental IEEE1588-BASED system for synchronized phasor measurement in electric substation*

Congreso: Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2010 the 5th IEEE Conference on.

Autores: Pallarés-López, V.; Moreno-Muñoz, A.; Torrellas, M.P.; García, I.M.M.

Páginas: 942-947, DOI: 10.1109/ICIEA.2010.5515698.

Fecha de publicación: Jun 2010.





## 2 Antecedentes



La detección de faltas en un sistema y su diagnóstico es un problema de alta relevancia en la ingeniería. Actualmente, existe un considerable interés en la detección temprana de faltas y su caracterización en procesos en estado operativo. En este capítulo, se introduce el problema de detección de faltas y, bajo una perspectiva de modelado, se realiza una presentación de métodos cuantitativos para tratar esta disciplina bajo el paradigma de calidad de suministro eléctrico. A continuación se presentan las etapas posteriores a la detección de faltas para analizar las perturbaciones detectadas: segmentación, caracterización y clasificación de eventos. Se presenta también el estado del arte de los sistemas embebidos en el marco de Smart Grid, utilizados para la mejora de la automatización de la red, a través de la localización de incidencias en cualquier punto de la misma.



## 2.1. Introducción en FDIR

La detección de faltas en el sistema eléctrico y su diagnóstico un problema de alta relevancia en la electrónica de potencia. Para lo cual se hace cada vez más común el uso de la metodología FDIR, acrónimo por detección de faltas, aislamiento y reconfiguración (*Fault Detection, Isolation, and Reconfiguration*, FDIR). El concepto se basa en la propuesta de diferentes metodologías que garantizan la operación segura de un sistema cuando ocurre una falta, mediante su detección y aislamiento (*Fault Detection and Isolation*, FDI), y la consiguiente reconfiguración como respuesta a esa falta específica. Esta problemática es objeto de estudio en diversos ámbitos de la ingeniería y muchos expertos trabajan actualmente en la investigación de nuevos métodos para aportar soluciones en disciplinas como la ingeniería química, ingeniería nuclear, ingeniería aeroespacial o ingeniería eléctrica [35].

Por ejemplo, FDIR es un concepto clave en la generación distribuida de una Smart Grid. Una de las características más importantes de una red inteligente es su capacidad de auto-recuperación. Esto no quiere decir que la red será capaz de reparar el equipo dañado y automáticamente devolverlo a servicio. Más bien, la función de auto-recuperación se encargará de restaurar automáticamente el servicio a tantos clientes como sea viable lo más rápido posible, mientras que el personal de mantenimiento hace las reparaciones necesarias. Cuando se produce una falta, los detectores de faltas ubicados en las líneas de distribución informan inmediatamente del fallo. Antes de realizar cualquier acción de control real, la aplicación FDIR permite actuar a los esquemas de protección y de control convencionales (por ejemplo, reconectores automáticos) durante un período de tiempo. Si la reconexión automática no se realiza correctamente, se activan las acciones de control FDIR. La Figura 2-1 puede ser un ejemplo de aplicación de esta metodología.

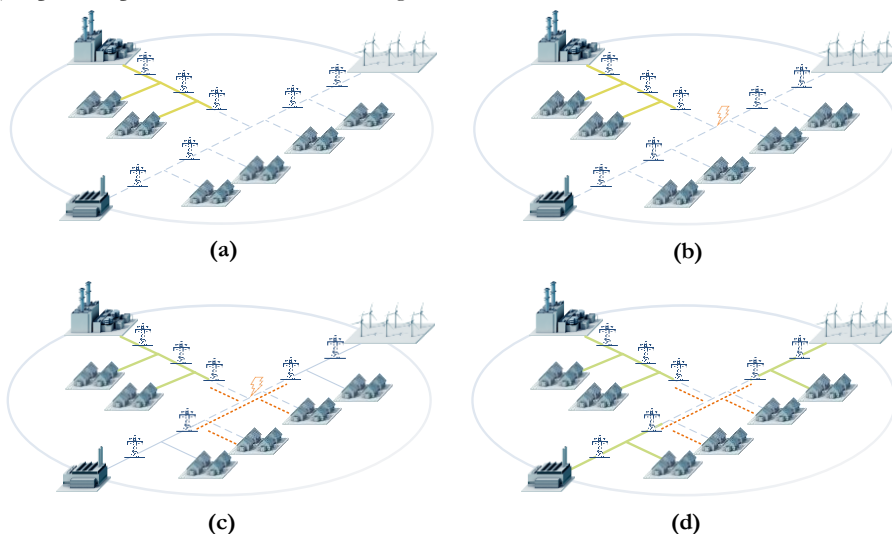


Figura 2-1. Esquema FDIR en Smart Grid: (a) Detección de un corte eléctrico; (b) Localización de la falta; (c) Aislamiento de la falta (d) Recuperación del suministro.

FDIR detecta automáticamente que se ha producido un corte de suministro eléctrico (Figura 2-1a), localiza la falta entre los interruptores de media tensión (Figura 2-1b), emite el comando para abrir los interruptores que limitan el área dañada, para aislar de este modo la sección dañada del alimentador y minimizar el número de clientes afectados (Figura 2-1c), y luego cierra otros conmutadores (cuando sea posible) para restablecer el servicio a los clientes que no son afectados por las faltas (Figura 2-1d). El estado actual de esta técnica permite que todas estas acciones se efectúen sin necesidad de una intervención manual (control totalmente automático). Por tanto, para prevenir faltas que repercutan gravemente en el sistema de distribución, es necesario que los equipos de protección integrados en la red eléctrica sean capaces de detectar perturbaciones en etapas tempranas. Definitivamente, se presenta un problema de detección del cambio de la señal eléctrica en respuesta a una falta específica, dentro del dominio FDI.

La disciplina FDI está bien establecida, y pueden consultarse distintos libros y numerosos artículos que lo tratan. Una cuidadosa revisión del estado del arte se puede encontrar en [36]. La detección de cambios sigue siendo un área de gran interés en los últimos años. En [37], Basseville y Nikiforov presentan los conceptos básicos de 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. El autor Gustafsson discute en [38] sobre las teorías de filtrado adaptativo y la detección de cambios, cubriendo diversos aspectos de la detección de faltas en varios campos, entre ellos el de tratamiento de señales.

### 2.1.1. Técnicas usadas en FDI

FDI se basa en el uso de métodos de generación de residuos. El procedimiento para llevar a cabo el método FDI consta de dos etapas generales: generación de residuos y toma de decisión.

La generación de residuos consiste en generar un conjunto de variables conocidas como residuos usando filtros u otros métodos de generación de residuos. Estos residuos en ausencia de faltas deberían ser idealmente cero o de media cero. En situaciones prácticas, estos residuos se ven afectados por la presencia de ruido, perturbaciones desconocidas, e incertidumbres en el modelo de sistema. De ahí que el objetivo de los métodos FDI sea generar unos residuos robustos, muy sensibles a las faltas y a la misma vez insensibles al ruido e incertidumbres.

El segundo paso es tomar la decisión, basada en los residuos, de si ha ocurrido una falta (detección de falta) y qué tipo de falta es (aislamiento de falta). Este paso se lleva a cabo por lo general usando técnicas de control estadístico de procesos (*Statistical Process Control*, SPC), para comprobar si los residuos se han desviado considerablemente de cero.

### 2.1.2. Clasificación de los métodos FDI basados en generación de residuos

Existen dos enfoques para el desarrollo de métodos FDI, los métodos basados en redundancia física y los basados en redundancia analítica. La redundancia física utiliza réplicas físicas del sistema que se considera para el estudio (por ejemplo ordenadores, sensores, actuadores, etc.) y genera los residuos en función de la comparación de los

elementos de ambos sistemas. El principal inconveniente de este enfoque es el elevado coste que conlleva su implementación.

Por otro lado, está el enfoque basado en redundancia analítica, que se puede implementar cuando se dispone de la información sobre la dinámica del sistema se encuentra disponible (Figura 2-2). Este método se basa en la relación analítica o funcional que describe la relación entre las entradas y salidas del sistema (Figura 2-2). El principio básico de este enfoque es la generación de residuos a partir de la comparación de las respuestas actual y estimada del sistema usando modelos matemáticos. La principal ventaja de este enfoque frente a la redundancia física es que no requiere de sistemas físicos adicionales. El principal inconveniente es la necesidad de construir modelos precisos y fiables.

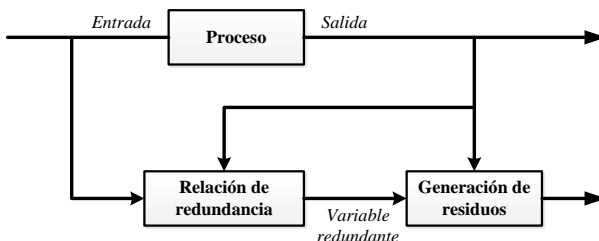


Figura 2-2. Esquema general de redundancia analítica. Fuente [39].

Generalmente, la redundancia analítica se divide en métodos basados en modelos cualitativos y cuantitativos. Los métodos en base a modelos cualitativos usan técnicas de inteligencia artificial (*Artificial Intelligence*, AI), como el reconocimiento de patrones, para detectar discrepancias entre el comportamiento observado y el predecido por el modelo. Los métodos empleados en la tesis se basan a modelos cuantitativos, usando modelos matemáticos explícitos y teoría de control para generar residuos orientados a FDI. Los generadores de residuos basados en modelos cuantitativos se construyen usando un modelo matemático del sistema (Figura 2-3).

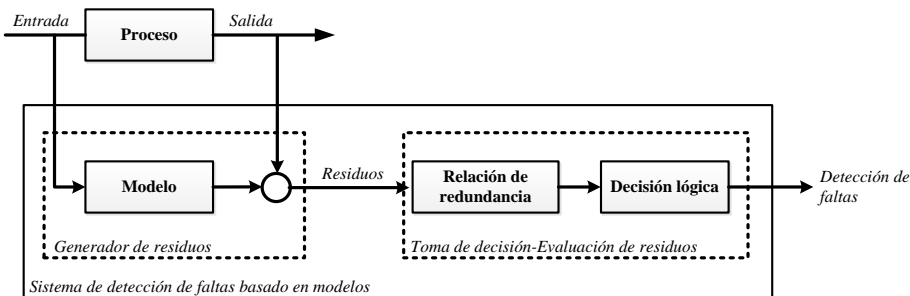


Figura 2-3. Esquema general de un generador de residuos de un modelo cuantitativo. Fuente [40].

Por ejemplo, se puede obtener un residuo por la comparación entre un valor estimado por un modelo y el valor medido. El método de comparación resulta en un modelo de estimación y en una ecuación que describe el modo de comparación. Como se ha comentado anteriormente, el resultado de aplicar el generador de residuos a un sistema debe ser una señal idealmente cero en caso de que no existan faltas y una señal distinta de cero en caso contrario.

## 2.2. Análisis de los eventos PQ

En esta sección se introduce como analizar las perturbaciones derivadas de una incidencia en el sistema eléctrico bajo el paradigma FDI. Como se ha visto en el capítulo anterior, existen dos tipos de perturbaciones en cuanto a calidad de suministro eléctrico, variaciones y eventos. Recordemos que las variaciones son pequeñas desviaciones respecto a la onda sinusoidal de tensión o corriente, mientras que los eventos son grandes desviaciones de la onda sinusoidal y ocurren de repente, no de forma gradual como es el caso de las variaciones.

La mayoría de las variaciones se caracterizan realizando un muestreo de la onda con diferentes intervalos predefinidos (200 ms, 3 s, 10 min y 2 h). De acuerdo a la norma IEC 61000-4-30 [16], las variaciones de tensión son cuantificadas mediante el RMS sobre una ventana de 200 ms (formada por diez ciclos de la frecuencia fundamental en un sistema de 50 Hz y de 12 ciclos en un sistema de 60 Hz). Asimismo, el desequilibrio de tensión, distorsión de forma de onda y flicker se calculan en el mismo intervalo.

La caracterización de los eventos suele tener lugar en tres etapas. La primera etapa, que se refiere a la detección del evento, se ocupa de detectar el instante de tiempo en el que se inicia el evento (indicado en gris y con el número 1 en la Figura 2-4). La segunda etapa es la segmentación, en donde se estima la región donde se produce la falta, para ello se genera un intervalo de tiempo entre la ocurrencia del evento y su recuperación (indicado en verde con el número 2 en la Figura 2-4). La tercera etapa es la caracterización, en el que se cuantifican la severidad y la duración de un evento individual (marcado en magenta con el número 3 en la Figura 2-4).

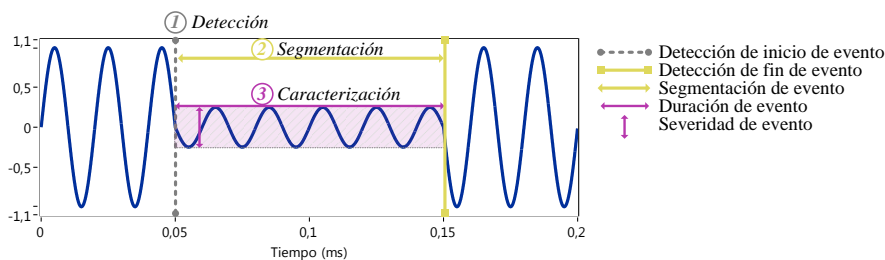


Figura 2-4. Etapas generales en el análisis de eventos PQ.

Esto implica que primero se determina el punto donde empieza o termina un evento y posteriormente se realiza la segmentación para dividir el evento en partes. La detección y segmentación de los eventos de las formas de onda están relacionados con la búsqueda de partes cuasi-estacionarias y partes no cuasi-estacionarias (o no estacionarias) de las señales en una escala de tiempo determinada. Por lo general la detección de eventos se realiza en línea para la activación del registro del evento, mientras que la segmentación y caracterización del evento se llevan a cabo después, durante el análisis del evento que ha sido capturado.

### 2.2.1. Detección de eventos

La detección de eventos o *triggering* es una tarea crítica para una protección efectiva, la cual es necesaria para controlar satisfactoriamente la interconexión del sistema DG con la red eléctrica. Dicha función debe realizarse en línea y en estricto tiempo real, con el menor número de falsas alarmas y cumpliendo con las especificaciones de respuesta temporales para una correcta monitorización de los parámetros PQ y para las acciones de protección previstas.

En la literatura existe un amplio rango de técnicas que proporcionan solución a esta problemática, desde las más simples que detectan cambios directamente de la forma de onda o secuencia RMS, hasta las más sofisticadas que requieren una gran resolución en la medida. Sin embargo, debido a la diversidad de los fenómenos PQ, es difícil encontrar un único método adecuado para la detección de todos ellos. Por ejemplo, la transformada wavelet es adecuada para la detección de transitorios, pero no para las variaciones a corto y largo plazo. En el caso de los estadísticos de orden superior (*Higher Order Statistics*, HOS) la situación es similar, las diferencias de comportamiento en frecuencia entre transitorios y huecos exige que la ventana deslizante utilizada para extraer características HOS sea completamente diferente en ambos casos. Mientras que para el transitorio, después de aplicar un filtro pasa alta, la anchura de la ventana puede ser menor que un ciclo; para los últimos eventos, que son aproximadamente de la misma frecuencia de la señal de 50 Hz, la ventana debe encerrar un ciclo de ésta. Así, para unificar el tratamiento estadístico de todos los eventos PQ será necesario escoger una nueva variable que a partir de la forma de onda destile exclusivamente la información de la perturbación (un descriptor), sin ningún tipo de pérdidas. Es más, si quisiéramos detectar el evento en tiempo real, el desafío es tomar la decisión en menos de la mitad del ciclo.

Para ello la mayoría de los métodos de detección usan un parámetro de detección (*Detection Parameter*, DP) junto con un umbral de disparo o *threshold*. La detección de cambios bruscos en las señales procesadas puede ser concebida con la generación de residuos y la evaluación de los mismos (Figura 2-3). A continuación se detalla cada uno de los pasos de esta metodología, mostrándose de forma ilustrativa en la (Figura 2-5):

- *Generación de residuos*: El principio básico es la generación de residuos ( $\varepsilon_n$ ) de la señal modelada. Como se ha comentado en la sección anterior, estos residuos en ausencia de faltas deberían ser idealmente cero o de media cero.
- *Relación de redundancia de los residuos*: Los residuos se manipulan para ser transformados en una distancia de medida o DP, que mide la desviación según una hipótesis. El resultado de aplicar el DP a los residuos es almacenado en un vector  $g_r$ .
- *Decisión lógica*: El tercer paso es tomar la decisión, basada en el DP, de si se ha producido una falta (detección de falta). Este paso se lleva a cabo por lo general usando técnicas SPC, para comprobar si el DP, y por tanto los residuos, se ha desviado considerablemente de cero. Para ello se compara los valores de  $g_r$  con un determinado umbral  $\lambda$ .

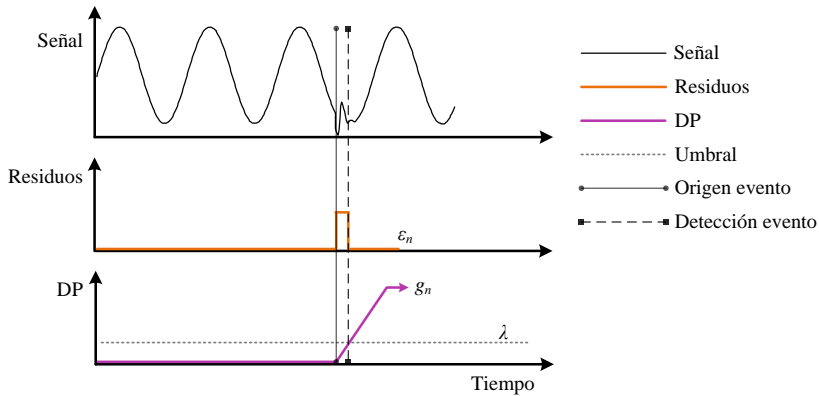


Figura 2-5. Ejemplo de detección de eventos bajo la perspectiva FDI.

### 2.2.2. Segmentación de eventos

El término segmentación ha sido ampliamente usado en muchas áreas con el objetivo común de que el proceso consiste en partir el objeto de interés en diferentes partes (segmentos) en el cual cada parte tiene unas propiedades diferentes a otras. Con el proceso de segmentación se pretende extraer información útil para el reconocimiento o caracterización del objeto tratado. Por ejemplo, la segmentación de audio consiste en la división temporal en segmentos de idéntica longitud de una secuencia de audio, identificando palabras, sílabas o fonemas en el lenguaje. Otro caso de ejemplo es la segmentación de imágenes, donde se usan técnicas para definir un umbral que separe objetos de interés respecto del fondo, dividiendo la imagen en varias partes (píxeles).

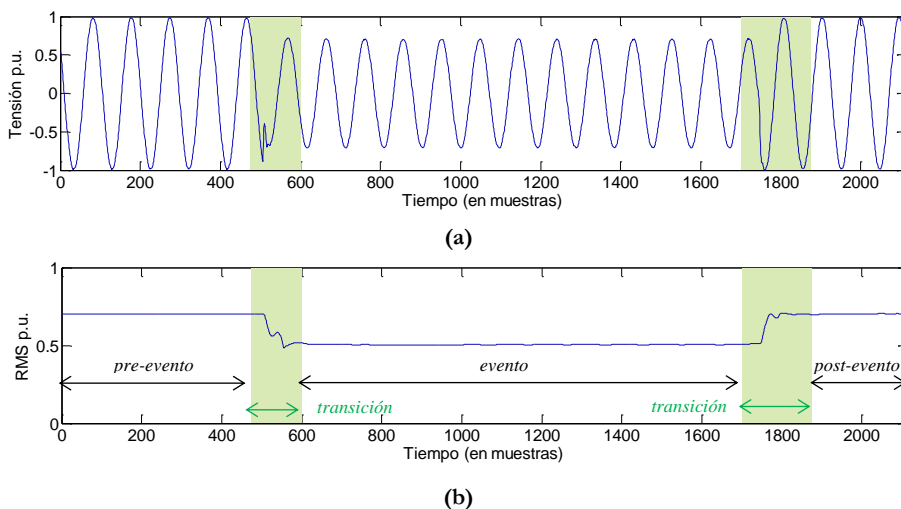
En el caso de análisis de perturbaciones del sistema de potencia, la segmentación consiste en separar un evento en diferentes regiones, separando la señal en partes estacionarias y partes no estacionarias. De esta partición se diferencian dos tipos de segmentos [17], [41]:

- *Segmentos de transición:* Son los segmentos donde la señal no es estacionaria, correspondientes al cambio repentino de la forma de onda de tensión o corriente o en la magnitud. Los segmentos de transición están normalmente relacionados con eventos o acciones en el sistema de potencia como el comienzo, desarrollo o término de una falta, así como la apertura o cierre de interruptores en un elemento del sistema de potencia.
- *Segmento de evento:* Es un segmento localizado entre dos segmentos de transición adyacentes y la señal es estacionaria o cuasi-estacionaria. Este tipo de segmento es el utilizado para realizar la caracterización de un evento PQ.

Frecuentemente, a parte de estos dos tipos de segmentos, un registro de perturbación contiene un segmento anterior al mismo (pre-evento) y un segmento posterior a la recuperación del estado normal del sistema (post-evento). Por tanto, el primer paso para la segmentación del evento consiste en la localización de los segmentos de transición. Los segmentos de eventos quedan bordeados por los segmentos de transición.



En el siguiente ejemplo se puede observar el registro típico de un hueco debido a una falta.



**Figura 2-6. Ejemplo de división de un registro de evento en segmentos: (a) Señal sinusoidal de un evento con indicación de los segmentos de transición; (b) Valor RMS del evento analizado con indicación de los segmentos de transición y segmentos de evento.**

Como se observa en la Figura 2-6, la perturbación está subdividida en cinco regiones: un segmento pre-evento, el primer segmento de transición o iniciación de falta (primera área sombreada), el segmento de evento o duración de una falta (entre las dos áreas sombreadas), el segundo segmento de transición o término de falta (segunda área sombreada), y el segmento post-evento (después de la segunda área sombreada).

El problema de la segmentación es encontrar tanto el número de ocurrencia así como la localización de los tiempos de cambio que limitan los segmentos. Los métodos de segmentación pueden realizarse en línea o fuera de línea, pero es más común que la descomposición de una señal dada en partes estacionarias y no estacionarias se realice sobre un registro de evento para su análisis. En la segmentación automática puede utilizarse la misma metodología que para la detección de eventos, ya que también incluye la detección de una desviación del carácter estacionario o cuasi-estacionario de la señal de tensión o corriente, aunque la restricción de tiempo puede ser más permisiva.

### 2.2.3. Caracterización de eventos

Una vez localizada la ocurrencia de un evento PQ, mediante triggering o segmentación, el análisis del mismo continúa con su caracterización. Como se ha introducido previamente, la caracterización de los eventos PQ es la cuantificación de la severidad y duración de los mismos. Las características de eventos de tensión, como huecos, sobretensiones e interrupciones entre otros, están definidas en la norma internacional dedicada a PQ [16].

En PQ existen multitud de métodos para caracterizar los eventos registrados por un equipo de monitorización. El objetivo de caracterizar los datos almacenados por los

equipos de supervisión es encontrar la causa del evento, es decir, diagnosticar la incidencia que ha derivado en una perturbación. Para analizar el evento es importante diferenciar entre la caracterización de los segmentos de evento y la caracterización de los eventos de transición. Mientras que la metodología para analizar y extraer características de la parte estacionaria de la señal, segmento de evento, está bien establecida, no existe una solución bien definida para el análisis de los segmentos de transición.

### 2.2.3.1. Características de los segmentos de evento

La mayoría de los registros de los equipos de supervisión PQ contienen eventos que implican a una fase o a las tres fases. Para cada fase del evento registrado se tiene un fasor con una magnitud RMS y un ángulo de fase, donde el ángulo de fase se expresa en relación a la tensión existente en el segmento pre-evento en esa fase. Para las medidas en las tres fases, tres tensiones complejas caracterizan la duración de cada segmento de evento, el desequilibrio de tensión y el ángulo de fase. En resumen, los parámetros típicos que caracterizan los segmentos de evento son:

- *Duración*: La duración de un evento es el tiempo que tarda la tensión en recuperarse.
- *Magnitud*: Valor de variación de la tensión.
- *Ángulo de fase*: Frecuentemente se define como la diferencia del ángulo de fase durante el segmento de evento con el ángulo de fase anterior al evento. Esta diferencia también se conoce como salto de fase.
- *Desequilibrio*: En un sistema trifásico se presenta un desequilibrio cuando las tres fases presentan diferentes valores de tensión en módulo y/o están desfasadas en ángulo.
- *Distorsión de la forma de onda*: Se dice que existe distorsión armónica cuando la onda sinusoidal sufre algún tipo de deformación. Para cuantificar el grado de deformación de una onda de tensión o de intensidad que no es sinusoidal pura se recurre a su análisis en frecuencia. Este se lleva a cabo mediante la transformada rápida de Fourier (*Fast Fourier Transform*, FFT), un algoritmo de cálculo que proporciona los contenidos de las diferentes ondas sinusoidales puras que componen la onda deformada.

### 2.2.3.2. Características de los segmentos de transición

Como se ha comentado anteriormente no existe una solución definida para la extracción de características de los segmentos de transición, debido principalmente a la corta duración de la información, a la falta de conocimiento de los cambios en el sistema eléctrico que provocan el evento, y a la falta de metodología de procesamiento de señales no estacionarias [17]. Es necesaria una mayor investigación en este campo para el desarrollo de herramientas analíticas que permitan procesar estos segmentos de forma automática. De este modo, podrá relacionarse los segmentos de transición con el fenómeno que ha provocado la perturbación.

### 2.2.4. Clasificación de eventos

Finalmente existe una etapa de clasificación con la que se pretende, a partir de la información obtenida en la caracterización del evento, determinar el tipo de evento registrado o la causa que ha provocado la perturbación en la red.

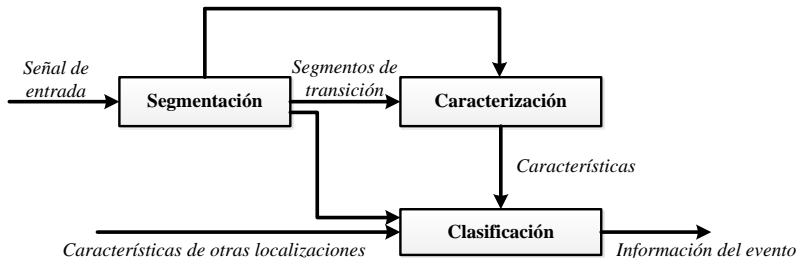


Figura 2-7. Diagrama de bloques de un clasificador de eventos. Fuente [41].

Como se observa en la Figura 2-7, la caracterización y clasificación de eventos son en el análisis PQ dos metodologías inherentes la una a la otra. El objetivo de extraer las características de un evento es poder clasificarlo posteriormente para determinar su causa, y por otro lado, la clasificación de un evento no es posible sin la etapa previa de caracterización

#### 2.2.4.1. Clasificación del evento en clases

La clasificación de un registro de un equipo de monitorización PQ en un tipo de evento (hueco, interrupción, etc.) es relativamente fácil, aunque se requiere un excelente conocimiento del sistema de potencia. Existen varias metodologías bien establecidas en el ámbito de la caracterización de eventos, como las transformadas de Fourier [42]–[44], wavelets [45]–[48] o HOS [49]–[53].

Según fue desarrollándose la tesis la caracterización se centró en la cuantificación de la severidad de los huecos y su posterior clasificación. El que los huecos de tensión fueran el principal objeto de análisis es debido a que representan uno de los problemas PQ más serios y frecuentes en la industria. Pueden provocar la interrupción de procesos industriales provocando importantes pérdidas económicas o distorsionar la calidad de la señal y afectar a la sensibilidad de las cargas conectadas a la red. Por tanto, el desarrollo de aplicaciones automáticas para la caracterización y clasificación de huecos se está convirtiendo desde hace unos años en un requerimiento primordial en los equipos de monitorización PQ.

Los huecos trifásicos son caracterizados por su duración, magnitud y ángulo de fase. Los dos últimos parámetros son utilizados para determinar el tipo de hueco, el cual es significativo en cuanto a su severidad, origen y localización. Para determinar el tipo de hueco existen varias propuestas en la literatura. La más intuitiva es medir la forma de onda [16], [41], [54]–[59]. Este método es fácil de entender, pero no es práctico para la extracción de características, dado que a partir del registro de los eventos deben realizarse las mediciones de los parámetros.

Otro método es el denominado “Clasificación de componentes simétricas” que utiliza las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión para determinar el

tipo de hueco. Este método discrimina los huecos que afectan a una única fase de huecos que afectan a dos de las tres fases.

El método de clasificación utilizado en la tesis es el llamado “Clasificación ABC”, es el método más utilizado debido a su simplicidad [17], [60]. Con dicha metodología, los huecos de tensión se clasifican en siete tipos diferentes a partir de la caracterización de la transición de inicio del hueco, la duración del hueco y las magnitudes de las caídas de tensión en cada fase (véase Tabla 2-1). Este método fue originalmente desarrollado para describir la propagación de huecos a través de los transformadores y para ser parte de la predicción estocástica de los huecos de tensión. El origen y la transformación de los siete tipos son dados en la Figura 2-8 y en la Tabla 2-2.

**Tabla 2-1. Siete tipos de huecos de tensión desequilibrados según la clasificación ABC.**

Tipo	Causa	Fasor	Representación temporal
A	Falta trifásica		
B	Falta monofásica		
C	Falta bifásica		
D	Falta bifásica tras un transformador		
E	Falta bifásica a tierra		
F	Falta bifásica a tierra tras un transformador		
G	Falta bifásica a tierra tras dos transformadores		

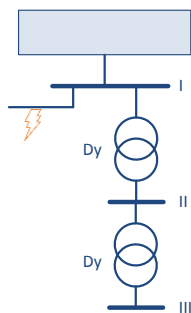


Figura 2-8. Huecos en diferentes niveles de tensión debido a diferentes tipos de falta.  
Fuente [17].

Tabla 2-2. Huecos en diferentes niveles de tensión debido a diferentes tipos de falta. Fuente [17].

Tipo de falta	Localización I	Localización II	Localización III
Tres fases	A	A	A
Dos fases a tierra	E	F	G
Dos fases	C	D	C
Una fase a tierra	B	C	D

#### 2.2.4.2. Clasificación del evento en función de su origen

Una clasificación más compleja aparece en la correlación del registro con su causa subyacente en el sistema de potencia. Debe tenerse un profundo conocimiento del sistema de potencia para que, a partir de las características del evento, se pueda determinar si éste es debido a una interrupción, una sobrecarga, un cambio en la operación o cualquier otra incidencia típica del sistema. Existen numerosos estudios en este tópico usando diferentes clasificadores, por ejemplo los basados en sistemas expertos [43], [46], [61]–[63], redes neuronales artificiales (*Artificial Neural Network*, ANN) [44], [45], [64]–[67], y máquinas de vectores soporte (*Support Vector Machine*, SVM) [47], [68]–[73].

### 2.3. Sistemas embebidos en el marco de Smart Grid

Tradicionalmente se han utilizado protecciones en todos los niveles del sistema eléctrico, tanto en centrales de generación como en transformadores y líneas de distribución. 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 a una falta de potencia de cortocircuito, situación en la que sería necesario disparar la protección. Vemos pues que están relacionados el control del

convertidor y el de la protección, por lo que pudieran estar integrados en un mismo sistema, filosofía a la que tienden actualmente los dispositivos electrónicos inteligentes que se instalan en los convertidores [4], [74].

El problema general cuando se integra generación distribuida 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 la red de distribución [75]. Con la inclusión de fuentes DG, dentro de la red de distribución, las redes eléctricas pasan a considerarse activas y las protecciones convencionales resultan ser inadecuadas. Esta, entre otra serie de razones, es lo que ha dado lugar a la necesidad de 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 del sistema eléctrico, vislumbrándose un contexto de red activa [76].

El sistema de protección 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 de conexión común (*Point of Common Coupling*, PCC). Consideraremos, por tanto, dos funcionalidades de protección:

- *Protección de la red:* Su finalidad es proteger la red del equipo de generación distribuida, cuando este 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.



# 3 Métodos



El capítulo detalla la metodología propuesta para la caracterización de eventos PQ y suele tener lugar en tres etapas: La primera etapa, que se refiere a la detección del evento, se ocupa de detectar el instante de tiempo en el que se inicia el evento, la sección 3.2 está dedicada a las técnicas usadas para la detección de eventos bajo el enfoque FDI; La segunda etapa es la segmentación, en donde se estima la región donde se produce el evento, la sección 3.3 introduce una reciente metodología de segmentación denominada “Segmentación causal y anti-causal”; La tercera etapa es la caracterización y clasificación, en el que se cuantifica la severidad del evento y se clasifica según las características extraídas, el alcance de la tesis está enfocado a la detección de eventos, por lo que no se profundiza en las metodologías empleadas ocasionalmente en la implementación de esta etapa final.





### 3.1. Introducción a la metodología

La Figura 3-1 muestra un esquema de las técnicas empleadas en la tesis para las diferentes etapas. Para la detección de eventos se han utilizado varios algoritmos para la generación de residuos, para el cálculo del DP y por tanto también para determinar la decisión lógica de detección según el valor de DP. Para la segmentación se ha empleado el análisis de la ventana de un DP basado en CUSUM en sentido creciente de muestras y de otra ventana en sentido decreciente de muestras. Esta filosofía de segmentación se denomina segmentación causal y anti-causal (CaC). La caracterización de eventos se realiza analizando la forma de onda resultado de aplicar HOS como DP. En cuanto a la clasificación, la segmentación CaC permite clasificar las transiciones como lentas o rápidas, como se detallará más adelante. En el caso de los huecos trifásicos se ha empleado también la observación mediante el método ABC (definido en el apartado 2.2.4.1), que permite analizar los segmentos de eventos y analizar cómo evoluciona el hueco.

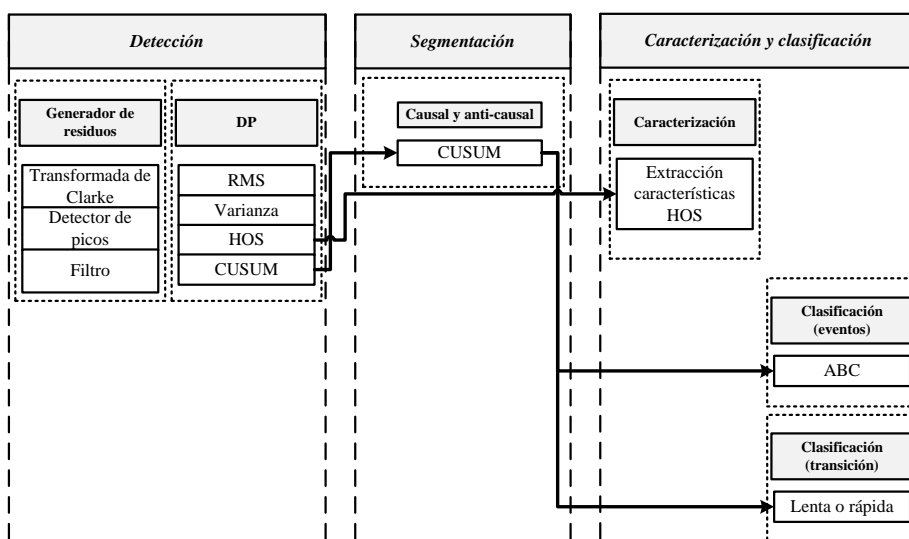


Figura 3-1. Diagrama de bloques de las técnicas empleadas en el análisis de eventos.

### 3.2. Métodos de detección

Para la detección de eventos se ha implementado una diversa metodología, desde los algoritmos más simples, basados en la detección de la variación de la forma de onda, hasta los más sofisticados, en los que son necesarios puntos de detección que no están directamente asociados con la variación de la forma de onda. Los métodos introducidos a continuación son los considerados en la tesis como algoritmos avanzados, los cuales tienen en común el uso de un DP junto con un umbral de disparo para determinar la ocurrencia del evento. Los métodos más simples o tradicionales no son presentados en esta sección, aunque se hayan realizado pruebas de detección de eventos con ellos, como el caso de RMS y varianza. Esto es debido a la amplia bibliografía que se puede encontrar al respecto [16], [41], [54]–[59] y a que uno de los objetivos de la tesis es la investigación de nuevos algoritmos avanzados de detección.

### 3.2.1. Generadores de residuos

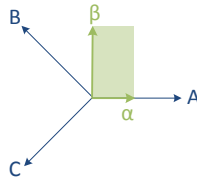
A continuación se muestra cómo funcionan los descriptores de onda considerados en la tesis para la etapa de generación de residuos.

#### 3.2.1.1. Transformada de Clarke

Desde el principio del siglo pasado se hace uso de las transformaciones matriciales (Fortescue, Clarke y Park) tanto en estado estacionario como en estudios transitorios. Las transformadas de Clarke [77] basada en la teoría de las componentes simétricas, ofrece mucha versatilidad, especialmente en implementaciones en tiempo real como controladores de los convertidores de potencia, sistemas de monitorización, localización de faltas en sistemas eléctricos de distribución [78], etc. La principal ventaja de este método es que simplifica el análisis del sistema de energía, debido a la reducción de tres ecuaciones reales a una ecuación compleja. La transformación vectorial puede derivarse directamente de la transformación de Clarke. Sin embargo, los estudios que se ocupan de la aplicación de espacio vectorial a PQ son relativamente recientes. Los métodos basados en la transformada de Clarke no requieren mucho esfuerzo computacional y resultan muy apropiados para un análisis automático de eventos PQ, con la ventaja de la reducción computacional sobre la metodología tradicional del estudio de las tres fases.

La transformada de Clarke es un cambio de coordenadas desde un sistema trifásico estacionario ( $f_{abc} = [f_a, f_b, f_c]^T$ ) a un sistema coordinado giratorio sobre los ejes  $dq0$  ( $f_{0dq} = [f_0, f_d, f_q]^T$ ). Esta transformación se hace en dos pasos.

El primer paso consiste en realizar una transformación desde el sistema coordinado estacionario trifásico ( $abc$ ) a un sistema coordinado estacionario denominado  $\alpha\beta$  (Figura 3-2).



**Figura 3-2. Transformación de un sistema coordinado estacionario trifásico a un sistema coordinado estacionario.**

Con la ecuación (5) se convierte  $f_{abc}$  formado por tres componentes (Figura 3-3), contenidas en un plano, en un vector  $f_{\alpha\beta}$  de tan solo dos componentes con valor diferente de cero y que pertenece a un sistema ortogonal (Figura 3-4).

$$f_{\alpha\beta} = C(0)f_{abc} \tag{5}$$

Donde la matriz de transformación  $C(0)$  viene dada por:

$$C(0) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \tag{6}$$

La transformación de Clarke ha convertido un sistema trifásico no ortogonal, a  $120^\circ$  en un plano, un sistema trifásico ortogonal. Es una transformación que no modifica el módulo del vector, pero que no resuelve el problema de dependencia del ángulo.

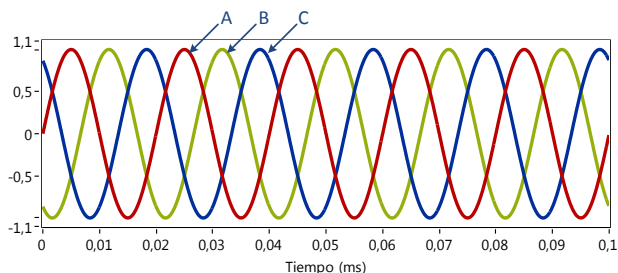


Figura 3-3. Sistema coordenado estacionario trifásico.

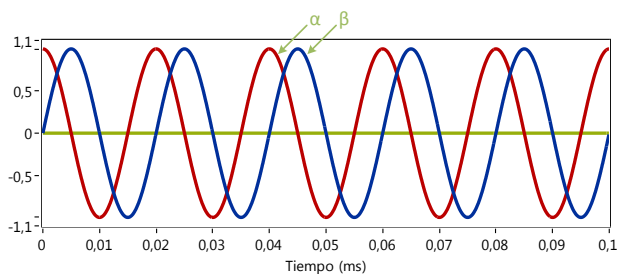


Figura 3-4. Sistema trifásico equilibrado en el sistema coordenado estático.

El segundo paso consiste en realizar una transformación del sistema coordenado estacionario  $\alpha\beta$  al sistema giratorio  $dq\theta$  (Figura 3-5).

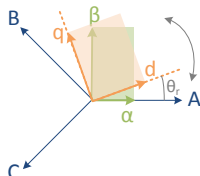


Figura 3-5. Transformación de un sistema coordenado estacionario a un sistema giratorio.

Con la ecuación (7) se realiza un giro (Figura 3-5) con el que se consigue que las ondas del sistema ortogonal se conviertan en valores constantes, es decir, en rectas (Figura 3-6).

$$f_{dq} = R(\theta_r) f_{\alpha\beta} \quad (7)$$

Siendo  $R(\theta_r)$ , la matriz que permite la transformación al eje giratorio.

$$R(\theta_r) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\theta_r & \sin\theta_r \\ 0 & -\sin\theta_r & \cos\theta_r \end{bmatrix} \quad (8)$$

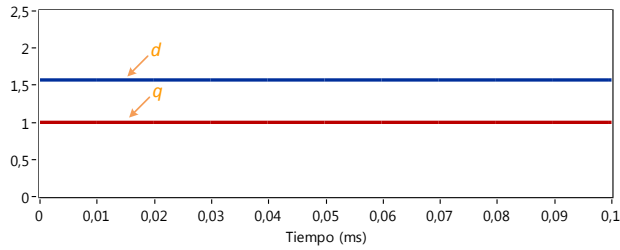


Figura 3-6. Sistema trifásico equilibrado en el eje de referencia giratorio.

3.2.1.2. Detección de picos

El método de “detección de picos” [79], [80] ha sido ampliamente utilizado en la electrónica de potencia del convertidor [80], [81] como generador de residuos. El método de detección de pico ofrece un tiempo de respuesta rápido, encontrándose por debajo del cuarto de ciclo.

La Figura 3-7 muestra un diagrama de bloques del método de detección de picos, que se puede explicar como sigue: a partir de una señal sinusoidal de entrada se determina una segunda señal coseno (esto se consigue desfasando la primera 90° mediante procesamiento digital); ambas componentes se elevan al cuadrado y se suman para conseguir el valor de la magnitud al cuadrado, a partir de ahí se obtiene el vector magnitud.

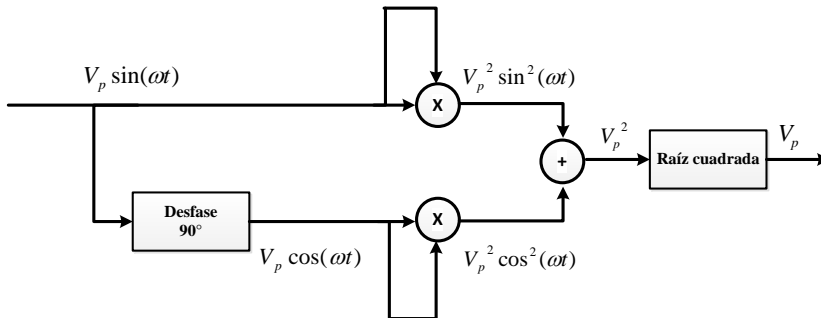


Figura 3-7. Diagrama de bloques del método de detección de picos.

La siguiente relación de ecuaciones muestra el método de detección de picos. Asumiendo que una señal de entrada  $v_e$  viene dada por

$$v_e(t) = V_p \sin(\omega t) \tag{9}$$

donde  $V_p$  es el valor de pico o amplitud de la tensión de entrada. Si  $v_e$  se desfasa 90° mediante procesamiento digital, entonces  $v_{e2}$  se obtiene como

$$v_{e2}(t) = V_p \sin(\omega t + 90^\circ) = V_p \cos(\omega t) \tag{10}$$

Las dos señales  $v_e$  y  $v_{e2}$  son dos funciones ortogonales, que elevándolas al cuadrado se obtienen las siguientes dos ecuaciones

$$v_{o1}(t) = V_p^2 \sin^2(\omega t) \tag{11}$$

$$v_{02}(t) = V_p^2 \cos^2(\omega t) \quad (12)$$

Sumando las ecuaciones (11) y (12) se obtiene fácilmente el valor de pico

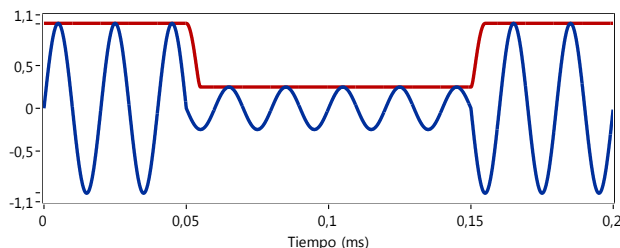
$$v_{0a}(t) = v_{01}(t) + v_{02}(t) = V_p^2 (\sin^2(\omega t) + \cos^2(\omega t)) = V_p^2 \quad (13)$$

Realizando la raíz cuadrada al resultado de la ecuación (14) se obtiene el vector salida  $v_a$ .

$$v_a(t) = \sqrt{V_p^2} = V_p \quad (14)$$

Se concluye que la tensión de salida del detector es igual al valor de pico o magnitud de la tensión de entrada.

La Figura 3-8 muestra el vector magnitud obtenido (línea roja) con este método junto a la señal sinusoidal de origen (línea azul), la cual se trata de un evento tipo hueco.



**Figura 3-8. Vector magnitud de una señal sinusoidal a partir del método de detección de picos.**

### 3.2.1.3. Filtro

El filtrado es un enfoque convencional en el procesamiento de señal que permite separar el ruido de una señal. El filtro puede ser del tipo respuesta finita al impulso (*Finite Impulse Response*, FIR) o del tipo respuesta infinita al impulso (*Infinite Impulse Response*, IIR), y puede estar diseñado por cualquier método estándar como son los filtros Butterworth o Chebyshev.

El filtro Butterworth se caracteriza porque la curva de su respuesta en frecuencia presenta una banda de transición muy pobre, pero el nivel de rizado de la banda pasante y de la banda eliminada es muy pequeño, por lo que se considera que son bandas prácticamente planas, sin rizado. La pendiente en la banda de transición está relacionada con el orden del filtro. En términos de desfase, su respuesta es la más lineal con respecto al resto de modelos de filtros analógicos. Los filtros Butterworth se caracterizan por la magnitud al cuadrado de la respuesta en frecuencia

$$|H|^2 = 1 / (1 + (\omega / \omega_c)^{2i}) \quad (15)$$

donde  $i$  es el orden del filtro,  $\omega_c$  es su frecuencia de corte.

### 3.2.2. Relación de redundancia de los residuos

En esta sección se presenta el método estadístico usado en la tesis como DP para la evaluación de los residuos.

#### 3.2.2.1. Algoritmos de orden superior, HOS

En la primera etapa de la tesis, para el cálculo del DP se propuso el uso de 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. A continuación se muestra cómo funcionan los estadísticos utilizados, *skewness* y *kurtosis*.

El tercer momento respecto de la media, conocido como *skewness*, mide la asimetría de la distribución. Es decir, mide si existen o no observaciones muy extremas en algún sentido con frecuencias razonablemente altas. Si la asimetría es negativa (línea verde en la Figura 3-9), la variable toma valores muy bajos con mayor frecuencia que valores muy altos y se dice que tiene una cola izquierda pesada o que es asimétrica hacia la izquierda. Si la asimetría es positiva (línea naranja en la Figura 3-9), la variable toma valores muy altos con mayor frecuencia que valores muy bajos y se dice que tiene una cola derecha pesada o que es asimétrica hacia la derecha. Si la asimetría es cero, los valores bajos y altos de la variable tienen probabilidades iguales (el ejemplo más típico de variable simétrica es la variable normal).

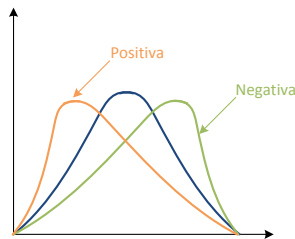


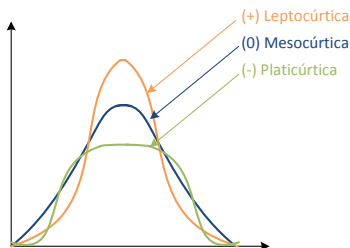
Figura 3-9. Skewness, medida de la asimetría de la distribución.

El coeficiente de asimetría se representa mediante la siguiente ecuación matemática:

$$Skewness = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} (x_t(i) - \mu)^3}{\sigma^3} \quad (16)$$

Donde  $x_t$  es la señal temporal,  $n$  es el número de muestras de  $x_t$ ,  $\mu$  es la media aritmética de  $x_t$  y  $\sigma$  es la desviación estandar de  $x_t$ .

Otro parámetro de interés es la *kurtosis*, que se define formalmente como el momento cuarto normalizado respecto a la media. Este parámetro mide el grado de concentración que presentan los valores en la región central de la distribución. Al representar gráficamente variables con *kurtosis* pequeña, platocúrticas, se observan curvas o histogramas con colas cortas y aspecto aplanado o en meseta (línea verde en la Figura 3-10); si la variable tiene *kurtosis* grande, es decir, si es leptocúrtica, su gráfica será alta y estilizada, con colas largas y pesadas (línea naranja en la Figura 3-9).



**Figura 3-10. Kurtosis, medida de la distribución de la probabilidad.**

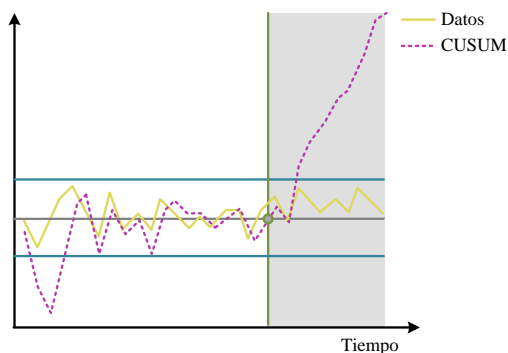
Para calcular el coeficiente de kurtosis se utiliza la ecuación (17):

$$Kurtosis = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} (x_t(i) - \mu)^4}{\sigma^4} \quad (17)$$

### 3.2.2.2. Método de suma acumulativa, CUSUM

CUSUM es la abreviatura de suma acumulada (*CUMulative SUM*). Se trata de un método usado para determinar el cambio gradual en una serie de cantidades con respecto al tiempo. CUSUM se usa típicamente en el campo de las finanzas, estadística y medicina. El principio básico de CUSUM se basa en incorporar toda la información de los valores muestreados, lo que se consigue realizando la suma acumulada de las desviaciones encontradas en el muestreo respecto a un valor de referencia.

Por ejemplo, si se considera la serie de datos mostrada en la Figura 3-11 (línea sólida amarilla), visualmente parece que los datos son aleatorios pero dentro de un intervalo (líneas horizontales azules) respecto a una media. Sin embargo, con el cálculo de CUSUM (línea de puntos magenta), se aprecia un patrón notablemente diferente, donde existe un punto de inflexión (línea vertical verde) hacia cambios incrementales. Este cambio en CUSUM se traduce como un cambio en el valor de la media de los datos.



**Figura 3-11. Ejemplo de análisis con CUSUM de una serie de datos aleatoria.**

CUSUM fue en principio propuesto por Page [82] e introdujo los modelos de una y dos caras (o tabular). Page utilizó un enfoque basado en ecuaciones integrales para estudiar la longitud promedio de corridas (*Average Run Length*, ARL) en el enfoque de una cara. Han sido muchos autores los que han estudiado este método y han propuesto

vertientes derivadas del método de Page, en particular Ewan [83], Lucas [84], Hawkins [85], Woodwall [86], Basseville y Nikiforov [37], Gustafsson [38] y Montgomery [87].

Tras el análisis de la amplia literatura relativa a CUSUM se determinó que la tesis se centrara en el enfoque de suma acumulada de dos caras propuesto por Page. Como introducción a esta versión de suma acumulada se puede indicar que está diseñada para detectar cambios tanto superiores como inferiores (de ahí lo de dos caras) en la media del proceso. Esta versión se fundamenta en el registro en dos direcciones de las sumas acumuladas de las muestras de una señal. A continuación se describe el método analíticamente.

Si  $\mu_0$  es el valor de la media idónea para el proceso en estado de control (valor de referencia),  $\varepsilon_n$  el promedio de  $n^{\text{th}}$  muestras, el método de suma acumulada se construye en base a la siguiente ecuación:

$$g_n = \sum_{n=1}^n (\varepsilon_n - \mu_0) \tag{18}$$

$g_n$  es la suma acumulada e incluye la  $n^{\text{th}}$  muestra. CUSUM determina que en todo proceso en estado de control, la suma acumulada resultado de la ecuación (18) genera valores aleatorios con media cero. Sin embargo, si entre dos valores procesados la media varía de forma creciente, se producirá una acumulación positiva en  $g_n$ . De igual modo, si entre dos valores procesados la media varía de forma decreciente, se producirá una acumulación negativa en  $g_n$ . Debido a que combina información de varias muestras, CUSUM es un método idóneo para detección de pequeños cambios en el proceso, así como para el control en línea.

El método CUSUM tabular consiste en realizar sumas acumuladas de las desviaciones de la media superiores a  $\mu_0$  con el valor estadístico  $g^+$  y sumas acumuladas de las desviaciones de la media inferiores a  $\mu_0$  con el valor estadístico  $g^-$ . Los valores  $g^+$  y  $g^-$ , CUSUM del lado positivo y negativo, se calculan conforme a las siguientes ecuaciones:

$$g_n^+ = \max(g_{n-1}^+ + \varepsilon_n - (\mu_0 + K), 0) \tag{19}$$

$$g_n^- = \max(g_{n-1}^- + (\mu_0 - K) - \varepsilon_n, 0) \tag{20}$$

Donde  $g_0^+ = g_0^- = 0$ .

En las ecuaciones (20) y (21)  $K$  es el llamado valor de referencia y se inicia con un valor que permita la detección temprana de un error en el proceso, que suele ser la mitad de la diferencia entre el valor de la media objetivo en estado de control y el valor de la media en el que se considera el proceso fuera de control.

$$K = \frac{|\mu_1 - \mu_0|}{2} \tag{21}$$

Con este método se puede utilizar un contador adicional  $N$ , introducido por Montgomery [87], que indica el número de veces consecutivas que el DP tiene un valor diferente de cero. Por tanto puede ser utilizado para detectar de forma más exacta cuando un proceso deja de funcionar en estado de control.



### 3.2.3. Decisión lógica

El propósito de la decisión lógica es detectar cuando un proceso está fuera de control. En el procesamiento de señales, el objetivo es proporcionar una alarma cuando el valor de un parámetro estadístico, DP, supera un determinado umbral. El principal problema en la detección del cambio estadístico es decidir un correcto valor de dicho umbral o *threshold* para obtener alta precisión en la detección y una tasa baja de falsas alarmas.

En el marco de trabajo de la detección en línea el problema es detectar la ocurrencia del cambio tan pronto como tenga lugar, pasando la estimación del tiempo de cambio a un segundo plano. Otro punto crítico en la detección en línea es el retraso en la detección, el cual está directamente relacionado con la habilidad del algoritmo de detección seleccionado para dar la señal de alarma al producirse un cambio en tiempo real. En esta situación la decisión lógica para la detección viene formulada como sigue

$$T = \inf\{n: g_n(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) \geq \lambda\} \quad (22)$$

donde  $g_n(n)$  es el DP de una secuencia de variables  $\varepsilon$  y  $\lambda$  es el umbral. El tiempo de alarma  $T$  es el instante en el cual se detecta el cambio.

### 3.3. Métodos de segmentación

En la literatura de calidad de suministro eléctrico, la detección del evento puede realizarse en base a dos metodologías. La primera es aquella dedicada a identificar la ocurrencia del evento y es la conocida comúnmente como detección de eventos o *triggering*, es por ello que puede llevar a error de terminología. Y la segunda metodología en detección de eventos es aquella orientada a la segmentación, que permite establecer los límites de tiempo del evento.

La mayoría de los métodos de detección y/o segmentación usan un DP con un umbral para determinar cuando ocurren las transiciones. Como se mencionó con anterioridad, la parte más compleja es fijar un umbral robusto. Además existe otra debilidad en los métodos de detección/segmentación, y es el retraso en la localización del inicio de una transición, debido, por ejemplo, a la aplicación de filtros porque los residuos que se generan pueden generar falsas alarmas, a la comparación del DP con el umbral o por el valor en sí del umbral establecido ya que si el valor del umbral elegido es muy elevado, se tardará más en detectar el inicio del evento. Por tanto, la localización en tiempo de la ocurrencia del evento no forma parte de la segmentación. En la Figura 3-12 se explica secuencialmente esta situación: En la Figura 3-12a se muestra un *threshold* o umbral determinado para el proceso de detección de transiciones; la figura Figura 3-12b muestra un intervalo de tiempo donde se produce alguna situación anormal; finalmente en la Figura 3-12c se observa que la segmentación convencional, implementada en dirección del tiempo hacia delante, (o segmentación causal) no proporciona una estimación precisa de la transición subyacente al evento ocurrido, en su lugar se genera un segmento retrasado al inicio de dicha transición.

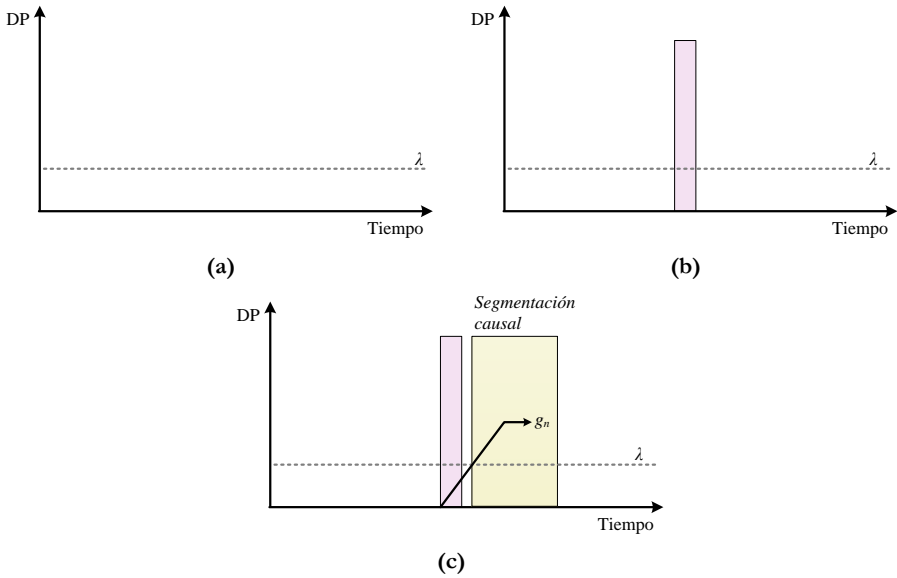


Figura 3-12. Ejemplo de una segmentación convencional o segmentación causal: (a) Umbral para la detección; (b) Ocurrencia de evento; (c) Segmentación convencional o causal.

### 3.3.1. Segmentación causal y anti-causal (CaC)

En esta sección se presenta un reciente método de segmentación introducido por Cuong Le [88], denominado segmentación causal y anti-causal (CaC). Para solventar el retraso en la detección de la segmentación causal (Figura 3-12c), la segmentación CaC integra también una ventana deslizante en el sentido contrario al tiempo (Figura 3-13b), sentido anti-causal. Con el análisis de la combinación de estas dos ventanas, se obtiene de manera muy precisa la localización del tiempo de la transición (área sombreada de la Figura 3-13c).

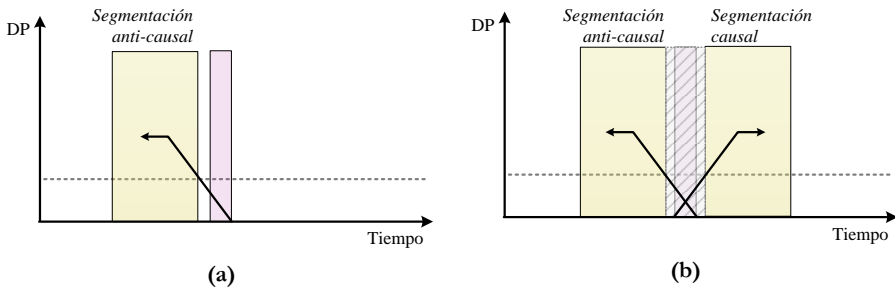
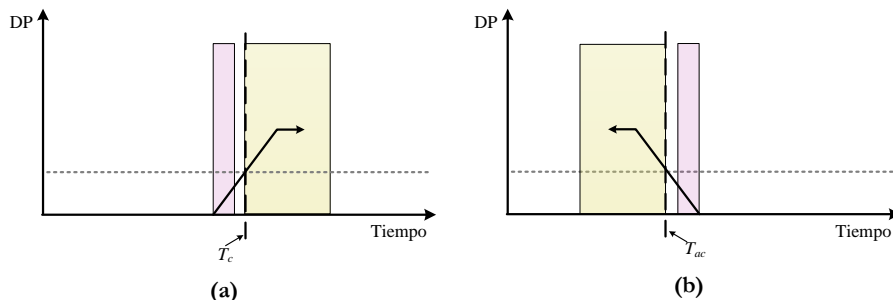


Figura 3-13. Ejemplo de segmentación causal y anti-causal (CaC): (a) Segmentación anti-causal; (b) Segmentación causal y anti-causal.

La Figura 3-14a muestra con más detalle cómo se generan los segmentos de detección causal y anti-causal. En la Figura 3-14a el DP en sentido causal crece gradualmente cuando un evento determinado empieza. Cuando el DP en sentido causal

excede el umbral definido se realiza una marcación del instante de detección activando una variable que será reseteada cuando el DP causal cruce de nuevo el umbral. El resultado es la segmentación causal, donde el momento de disparo es el tiempo de detección causal  $T_c$ . Un proceso similar tiene lugar en el sentido opuesto al tiempo, Figura 3-14b, obteniéndose la segmentación anti-causal y el tiempo de detección anti-causal  $T_{ac}$ .



**Figura 3-14. Detalle de los instantes de marcación de la segmentación CaC: (a) Segmentación causal; (b) Segmentación anti-causal.**

En [88] se realiza una clasificación de transiciones en lentas o rápidas teniendo en cuenta los segmentos de transición CaC. Cuando los segmentos CaC están superpuestos la transición se considera lenta, si por el contrario existe un hueco entre ambos segmentos la transición se considera rápida. Para determinar si los segmentos están superpuestos o existe una distancia de tiempo entre ellos se comparan los puntos de disparo de las dos ventanas deslizantes, es decir, el instante de tiempo causal  $T_c$  y el instante de tiempo anti-causal  $T_{ac}$ :

- Si  $T_c < T_{ac}$ , la transición se considera lenta. La duración estimada de la transición es la duración de la superposición determinada por la ecuación (23):

$$D_0 = [T_{causal}, T_{anti-causal}] \quad (23)$$

- Si  $T_c > T_{ac}$ , la transición se considera rápida. La localización del instante de la transición es determinada como la mitad del hueco existente entre los dos instantes de disparo, como indica la ecuación (24):

$$T_0 = (T_{causal} + T_{anti-causal})/2 \quad (24)$$

Las siguientes figuras ilustran de forma gráfica el resultado de aplicar esta metodología a los dos tipos de transiciones. La Figura 3-15 muestra la estimación de la duración de una transición lenta y la Figura 3-16 muestra la marcación del instante de localización de una transición cuando es rápida.

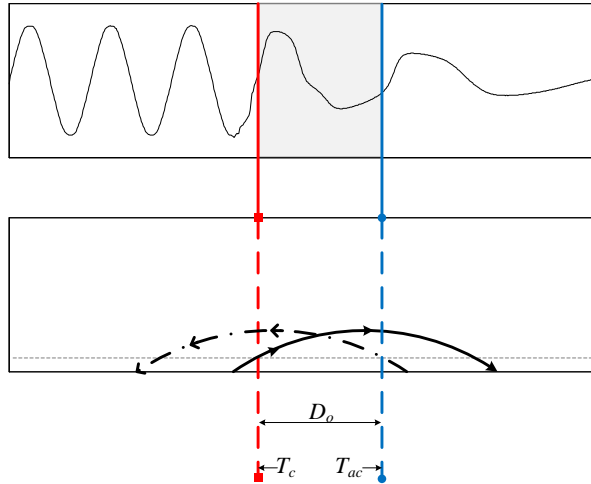


Figura 3-15. Ejemplo de segmentación CaC de una transición lenta.

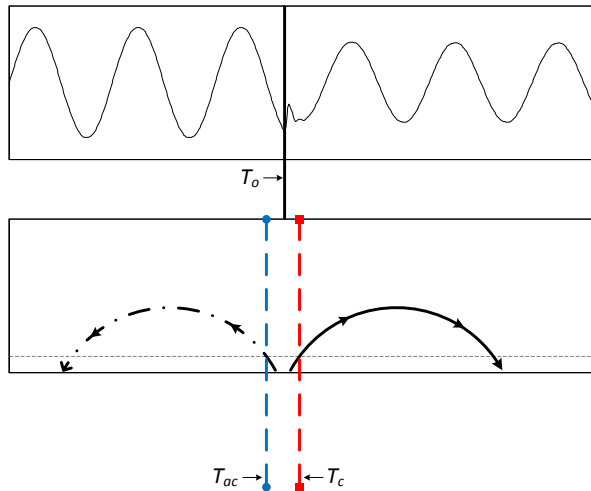


Figura 3-16. Ejemplo de segmentación CaC de una transición rápida.

### 3.3.2. Segmentación CaC basada en CUSUM

Una contribución de la tesis al método CaC presentado en [88] es el cálculo del DP mediante el algoritmo CUSUM. Como se comentó en la introducción del método CUSUM como algoritmo de detección (véase apartado 3.2.2.2), se puede utilizar un contador que indica el número de veces consecutivas que el DP tiene un valor diferente de cero. Por tanto es muy útil para evitar el efecto de la ventana de análisis y calcular el instante exacto de ocurrencia de las transiciones.

Aplicando el método a la segmentación CaC se obtienen los instantes de detección de la transición para el sentido causal,  $T_c$ , y para el sentido anti-causal,  $T_{ac}$ , así como los puntos donde la señal empieza a ser no estacionaria en ambos sentidos. Los instantes de ocurrencia de las transiciones en sentido causal y anti-causal,  $S_c$  y  $S_{ac}$ , son marcados en el

tiempo como resultado de extraer los parámetros  $N_c$  y  $N_{ac}$  a los puntos de detección, respectivamente y son calculados según las ecuaciones (25) y (26):

$$S_c = T_c - N_c \quad (25)$$

$$S_{ac} = T_{ac} + N_{ac} \quad (26)$$

La Figura 3-17 muestra de forma gráfica cómo se calculan los instantes  $S_c$  y  $S_{ac}$  con la segmentación CaC utilizando CUSUM para el cálculo del DP.

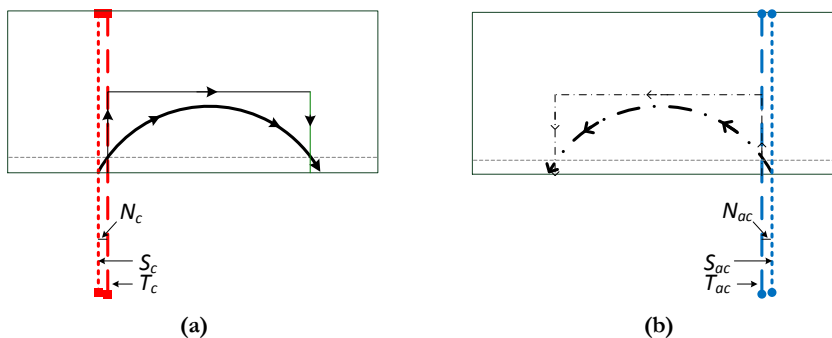


Figura 3-17. Detalle de segmentación CaC con CUSUM: (a) Segmentación causal; (b) Segmentación anti-causal.

La clasificación de la transición como lenta o rápida es posible considerando la posición del instante de tiempo de detección causal  $T_c$  y el instante de tiempo de detección anti-causal  $T_{ac}$  de uno respecto al otro. Además la localización completa de la transición es posible por la combinación de estos parámetros con los que marcan el inicio de no estacionaridad causal  $S_c$ , el inicio de no estacionaridad anti-causal  $S_{ac}$ , el contador causal  $N_c$  y el contador anti-causal  $N_{ac}$ .

- Si  $T_c < T_{ac}$ , la transición se considera lenta. La duración estimada de la transición es la duración de la superposición determinada por la ecuación (27):

$$D_0 = [S_{causal}, S_{anti-causal}] \quad (27)$$

- Si  $T_c > T_{ac}$ , la transición se considera rápida. La localización del instante de la transición es determinada como la mitad del hueco existente entre los dos instantes de disparo, como indica la ecuación (28). La estimación de la duración de la transición viene dada por la ecuación (29):

$$T_0 = (T_{causal} + T_{anti-causal})/2 \quad (28)$$

$$D_0 = (T_{causal} - N_{causal}) - (T_{anti-causal} - N_{anti-causal}) \quad (29)$$

Las siguientes figuras ilustran de forma gráfica el resultado de aplicar esta metodología a los dos tipos de transiciones. La Figura 3-18 muestra la estimación de la duración de una transición lenta y la Figura 3-19 muestra la marcación del instante de localización de una transición cuando es rápida, así como la estimación de su duración.

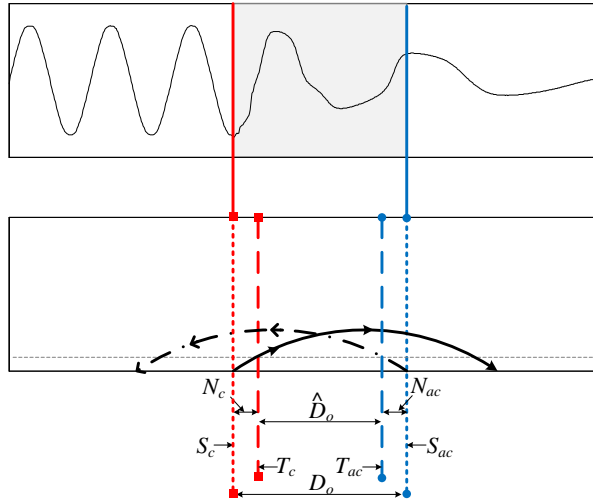


Figura 3-18. Ejemplo de segmentación CaC de una transición lenta con CUSUM.

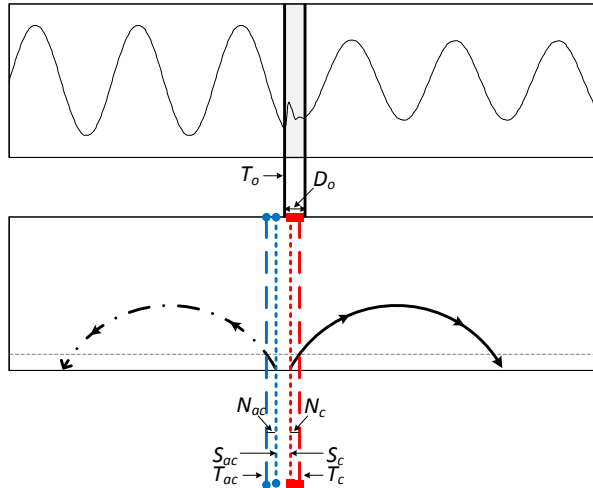


Figura 3-19. Ejemplo de segmentación CaC de una transición rápida con CUSUM.

Con esta adaptación del método CaC se consigue una estimación muy exacta de los segmentos de transición



# 4 Materiales



Este capítulo está dedicado a la descripción de la plataforma diseñada y construida como base para poder analizar las técnicas de modelado desarrolladas para el análisis de eventos. La arquitectura ha sido especialmente configurada para poder valorar la eficiencia de los algoritmos cuando se ejecutan en tiempo real. Esto implica, unas condiciones tanto de transferencia de potencias en cada una de las fases, como de evolución de la carga y de desequilibrio debido a perturbaciones, idénticas a las de los sistemas reales de distribución. De forma complementaria se ha definido una metodología que permita garantizar una exactitud en todo el proceso de valoración de los algoritmos acorde con las especificaciones de calidad de la normativa. El instrumental especializado permite garantizar la calidad del proceso.





#### 4.1. Plataforma para el diseño de sistemas embebidos en el marco de Smart Grid

Para los ensayos de los algoritmos de protección se plantea el diseño de una plataforma que pueda operar como un ES bajo un escenario Smart Grid (*Smart-Grids Test Bench*, SGTB), integrando funciones de medida, protección, estabilidad, análisis y control de la calidad de la distribución. Se requiere de una plataforma que integre, entre otras, innovadoras tecnologías de procesamiento multifuncional, sincronización y comunicación. El objetivo de integrar todas las funciones en un solo dispositivo es principalmente el de permitir que dichos equipos puedan ser instalados en cualquier punto de la red, reduciendo a uno el número de equipos por punto, disminuyendo el coste y complejidad de la instalación y acelerando, al tener un único equipo para toda la red, el tiempo de formación de los operarios. En [74] se analizan las consideraciones fundamentales sobre DG y establece los requerimientos que deben tenerse en cuenta: máxima potencia DG, variaciones de tensión, frecuencia del sistema, sincronización y medidas de suministro.

A fin de incorporar dicha funcionalidad a los sistemas de protección, se calculan distintos parámetros de las tensiones y corrientes de la red, utilizando algoritmos de procesamiento digital de señales. Las señales de tensión y corriente de entrada a un relé multifunción pueden ser modeladas como señales sinusoidales distorsionadas por componentes armónicas y una cierta componente DC. Estas señales se caracterizan por varios parámetros [89]: valor medio, valor eficaz RMS, valor de pico, frecuencia de la componente fundamental y ángulo de fase. Las funciones de protección más habituales de un relé multifunción se recogen en la Tabla 4-1.

**Tabla 4-1. Funciones de protección de un relé. Fuente [90].**

	Funciones del relé	Función de protección
27	Sub-tensión	Mantener una tensión constante ( $\pm 5\%$ )
25	Sincronización	Producir en la DG la misma frecuencia y tensión suministrada dentro de la tolerancia de la tensión de red útil
25,50,71	Protección de sobre-corrientes	Asegurar la rápida eliminación de falta en diferentes condiciones de sobre-corriente y cortocircuito
79	Cierre o <i>re-closing</i>	Evitar la continuidad de una falta
32	Aislamiento o <i>islanding</i>	Desenergizar la red, los sistemas de generación deben detectar esta situación para que no se produzca una realimentación en la línea que pueda suponer un peligro para el personal de mantenimiento o los usuarios
59	Variaciones de tensión	Detener la energización de la red en un tiempo específico cuando la tensión está sobrepasa un umbral específico
81	Variaciones de frecuencia	Prevenir el fenómeno <i>islanding</i> con las variaciones de frecuencia
27,87	Calidad de suministro	Asegurar la calidad de la energía suministrada
64,87	Puesta a tierra	Evitar los efectos de un posible mal funcionamiento de los relés de protección

Además de la importancia que tiene la integración de múltiples tareas en un solo sistema para una gestión inteligente de la red, es también de gran interés la selección de una tecnología que permita diseñar diferentes tipos de dispositivos con la misma arquitectura pero con diferentes escalas o niveles de capacidad computacional. Por tanto se justifica la necesidad de investigar y desarrollar modelos SGTBs con unas capacidades adaptadas a las nuevas exigencias del modelo global de red eléctrica para poderlo diversificar en sus distintas vertientes de generación, distribución y transporte. Uno de los objetivos de esta tesis ha sido definir unas especificaciones lo suficientemente amplias para cubrir las necesidades que impone la normativa.

## 4.2. Especificaciones de diseño del SGTB

El SGTB a diseñar llevará a cabo la detección de perturbaciones mediante un seguimiento detallado de los estándares existentes, como el IEEE Std 1159 [21] y el IEC 61000-4-30 [16]. Por lo tanto es necesario establecer un procedimiento de detección que active el almacenamiento de la perturbación. Se trata pues de obtener procedimientos automáticos de detección, basados principalmente en algoritmos de procesamiento avanzado, abordando para ello el problema de la extracción y caracterización de eventos de calidad de suministro eléctrico.

Los primeros pasos que se deben seguir serán por tanto:

- Simular de perturbaciones eléctricas asociadas a distintas causas, con diferentes patrones temporales y con diferentes grados de contaminación de ruido.
- Aplicar los algoritmos en el dominio del tiempo con el fin de obtener su caracterización.
- Extraer la información debida a desviaciones de la situación gaussiana.
- Recuperar el carácter de verdadera fase de las señales.
- Detectar y cuantificar las no linealidades en series temporales.

Dada la importancia que tiene actualmente una detección óptima y un tiempo de respuesta adecuado se han definido igualmente una serie de especificaciones para estos algoritmos de procesamiento en tiempo real. Entre estas especificaciones, se considera esencial una sincronización estable para garantizar una tasación precisa de los instantes en el que se producen los eventos. Además, si este sistema de sincronismo es común para los equipos presentes en una red de distribución se garantizaría una posible toma de decisión coordinada.

Se ha determinado que, con este fin, el sistema utilice sincronismo marcado por el protocolo de tiempo de precisión (*Precision Time Protocol*, PTP). De esta forma, si el SGTB puede ejecutar varios hilos en paralelo, se asegura un alto nivel de determinismo para los lazos más críticos, como el lazo encargado de la sincronización del oscilador local. Se integra la marcación de tiempo, *timestamp*, externa o interna, con PTP y se define un hilo que sincronice las muestras adquiridas con el pulso por segundo del tiempo universal coordinado (*Coordinated Universal Time*, UTC).

La etapa de captura de cada tipo de evento debe garantizar una capacidad de respuesta en función de la norma de protección, sobre todo cuando se trata de analizar fenómenos transitorios muy rápidos. Para ello se ha definido una resolución mínima de 16 bits y un muestreo máximo de 1024 muestras por ciclo para la detección de

transitorios críticos y un muestreo secundario de 256 muestras por ciclo para el procesamiento de los parámetros eléctricos y de las perturbaciones con capacidades de respuesta menos exigentes.

Asimismo, el sistema debe disponer de una capacidad computacional suficiente para realizar todas las tareas de procesamiento necesarias, garantizando los tiempos de actuación de las funciones de protección.

Es imprescindible también garantizar una comunicación en tiempo real entre los dispositivos, que sea segura y con un alto grado de determinismo, de manera que los equipos cooperen entre sí.

#### 4.2.1. Especificaciones generales para el procesamiento

A continuación se van a definir un conjunto de especificaciones generales que permitirán aplicar las estrategias a seguir para optimizar la respuesta de cada uno de los algoritmos. Influyen en este proceso la técnica de pre-procesamiento empleada, el método de marcación y la sincronización de las muestras.

##### - *Especificaciones para el pre-procesamiento*

En primer lugar, las perturbaciones deben ser pre-procesadas para partir de unas condiciones ideales antes de aplicar los algoritmos especializados. En esta fase se aplicarán los criterios de la norma de calidad de suministro [16].

Para afrontar esta tarea, la clave está en el número de muestras que se utilicen para procesar los algoritmos y en el intervalo de tiempo que transcurre para cada nueva ejecución. En la norma de calidad de suministro [16] el número de muestras en la ventana de análisis equivalen al número de muestras totales aplicadas para el procesamiento de los algoritmos básicos y la ejecución se repite con un refresco equivalente a medio ciclo de la frecuencia de la red. Evidentemente este método no permite detectar transitorios que evolucionan en un tiempo inferior a medio ciclo. Una parte importante de los análisis a llevar a cabo, antes de acometer el diseño de los algoritmos, se centrará por tanto en la elección de la frecuencia de muestreo y en el intervalo de refresco óptimo para cada algoritmo.

##### - *Especificaciones para la marcación*

Este segundo conjunto de especificaciones parte de la necesidad de la detección instantánea de los eventos. Para alcanzar este objetivo se hace necesario disponer de una función de marcación de las muestras, a partir de la cual se pueda definir de forma selectiva una ventana con las muestras involucradas en la desviación significativa respecto la forma de onda sin distorsión [20].

Siguiendo esta técnica, cada evento podrá ser identificado correctamente en tiempo y en magnitud. Esta tarea puede ser llevada a cabo mediante un seguimiento detallado de los estándares [21], [22], y en este caso, sería necesario establecer el procedimiento que active el almacenamiento de la perturbación.

##### - *Especificaciones para la detección*

En tercer lugar, una especificación muy importante surge de la necesidad de la detección de las perturbaciones enmascaradas con un nivel importante de ruido gaussiano y por la

necesidad de detectar perturbaciones que no tienen un comportamiento estacionario y por tanto, el proceso se comporta de forma no lineal.

Los sistemas de protección necesitan detectar las perturbaciones durante un intervalo de tiempo muy definido. Es decir, necesitan distinguir entre una perturbación falsa y una real. Por lo general, ante este problema, se utiliza el concepto de redundancia. Esta redundancia analítica es difícil de abordar, debido a la necesidad de asegurar su robustez en presencia de las incertidumbres del modelo, del ruido y de las perturbaciones desconocidas. Los algoritmos que se van a aplicar se centran en los modelos cuantitativos detallados en el capítulo anterior.

#### 4.2.2. Especificaciones para *Smart Grid*

Se han seleccionado algunos estándares de los que mejor definen las prestaciones de un sistema de medida dedicado a diagnosticar de forma permanente el estado de la red eléctrica como la IEEE C37.118 [91] para unidad de medición de fasor (*Phasor Measurement Unit*, PMU), el IEC 61000-4-30 [16] para los equipos de medidas de la calidad del suministro, y la norma IEEE Std. 1588 [92] para las labores de sincronismo de los sistemas distribuidos.

Por otra parte, se han analizado algunas normas [93], [94] que se centran en definir un modelo y una arquitectura global para *Smart Grid* y tratan de definir un modelo global que permita interactuar entre sí a cada uno de los sistemas de diagnóstico, supervisión y control distribuidos a todo lo largo de la red de generación y transmisión de energía.

Por tanto, para definir las especificaciones del sistema se ha tenido en cuenta una serie de criterios basados en el análisis de las siguientes normas y protocolos:

- *Guía de interoperabilidad para Smart Grid*: Con relación a la guía [94], son interesantes las características del modelo de referencia desarrollado en el apartado 5 de la guía. En el citado apartado se define una arquitectura basada en tres aspectos, las consideraciones funcionales de los sistemas de alimentación, las tecnologías de comunicación y las tecnologías para la gestión de la información. Esta última redundante en los tipos de parámetros que se van a medir y en la forma de gestionar su captura y procesamiento. En la misma guía, es destacable la denominada clasificación de las características del flujo de datos. La clasificación de datos está basada en asumir que la información es transferida con efectividad y seguridad. En este apartado la guía incluye una tabla muy descriptiva donde se clasifican los tiempos admisibles de transferencia de la información en base al nivel crítico de los datos, al volumen de datos y en función de la distancia entre los equipos. En definitiva en esta guía podemos localizar todos los aspectos necesarios para el estudio de los retardos aceptados en cada una de las tareas de procesamiento y transformación del flujo de la información.
- *Protocolo para sincronismo*: Con relación a las técnicas de sincronismo distribuido se han realizado pruebas experimentales para la sincronización de varios equipos con el estándar IEEE Std. 1588 [92]. El objetivo de estos estudios ha sido analizar experimentalmente la posible integración de esta técnica en el modelo de sistemas IED.

- *Norma de calidad de suministro:* Con relación a la norma de calidad de suministro [16], el objetivo es analizar las necesidades computacionales para el procesamiento de parámetros en régimen permanente y para la detección y procesamiento de los fenómenos origen transitorios que representan un comportamiento anómalo con respecto a un suministro estable de la energía eléctrica. La plataforma debe detectar y responder en un tiempo establecido.
- *Estándar para sincrofasores:* En referencia al estándar [91], como está destinado al desarrollo de los sistemas de medida fasorial y estos a su vez están dedicados a medir el nivel de estabilidad de la red, la norma representa el caso más restrictivo en cuanto a exigencias de sincronismo, captura, procesamiento y comunicaciones. Por tanto permite definir las especificaciones más rigurosas para las tareas consideradas más críticas. Los desarrollos se llevaron a cabo con la plataforma que incluye como núcleo central un DSP. Son trabajos previos a la tesis pero que han servido de base para adoptar las decisiones definitivas en la selección de la plataforma.
- *Estándar para comunicaciones:* Por otra parte, es necesario seguir estudiando las tendencias actuales que se están concretando en la definición de nuevos estándares. La norma IEC 61850-90 [95] establece una clasificación fundamentada en las exigencias de sincronismo y basadas en el nivel crítico en cuanto a la respuesta para cada aplicación. Los comités correspondientes apuntan la posibilidad de utilizar la norma [93] para aplicaciones de sistemas IED. Su posible uso está supeditado a un mayor desarrollo tecnológico con el objetivo de garantizar los niveles de sincronismo de las normas más restrictivas. Esto justifica que se trabaje con la posibilidad de integrar esta norma en las especificaciones del sistema. En la actualidad existen dos grupos internacionales del IEEE y IEC que trabajan conjuntamente para la redefinición de las antiguas normas como la de sincrofasores con el objetivo de integrarla en la [95]. Norma que nació para la supervisión de subestaciones de transformación y se está imponiendo para todo tipo de control tanto en generación como en distribución.

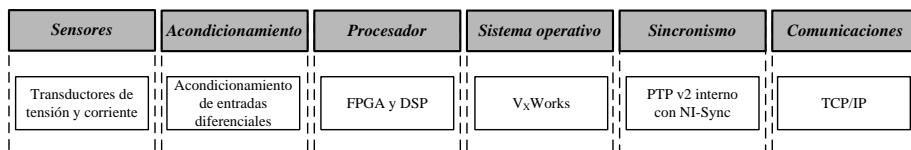
#### **4.3. Selección de la plataforma de control para el diseño del SGTB**

La plataforma seleccionada para el diseño del SGTB es el módulo *CompactRIO* (cRIO) de *National Instruments* (NI) que permite, junto al software *NI LabVIEW RT*, el desarrollo del sistema en un entorno real, capaz de integrar las tecnologías de procesamiento multifuncional, sincronización y comunicación requeridas. La selección se basa fundamentalmente en las siguientes necesidades:

- La necesidad de diseñar un SGTB a medida para las tareas de sincronismo, captura y pre-procesamiento que garanticen la precisión necesaria en la detección de los eventos más críticos. Esto es posible con la plataforma cRIO porque incorpora una FPGA completamente reprogramable y con acceso directo a diversos módulos de entrada y salida.
- La necesidad de flexibilidad de conexión directa con los módulos de entrada/salida. El cRIO cuenta con un bus serie de dispositivos periféricos (*Serial Peripheral Interface*, SPI) de alta velocidad que permite conectar múltiples módulos.

- La necesidad de ejecutar en el SGTB varios lazos críticos con diferentes niveles de prioridad para todas las tareas de procesamiento. El controlador cRIO ejecuta un sistema operativo en tiempo real denominado *VxWorks*. Este sistema se ejecuta en un procesador *PowerPC* y garantiza el procesamiento en tiempo real de múltiples hilos. Esta posibilidad es imprescindible para la gestión simultánea de diversos eventos.
- Y la necesidad de la escalabilidad del SGTB en cuanto a adaptación a diversas aplicaciones en Smart Grid. Por ejemplo, los chasis cRIO-9074 tienen 8 conexiones para conectar dispositivos periféricos SPI y son de uso industrial. Esto quiere decir que cumple con todas normas para su integración en un cuadro eléctrico y puede trabajar a nivel de campo. En cuanto a la escalabilidad para adaptarla a los requisitos de diversos tipos de aplicaciones existe una amplia variedad de chasis.

En la Figura 4-1 se muestran el conjunto de especificaciones que permiten analizar las técnicas de procesamiento necesarias para la ejecución de los algoritmos de protección.



**Figura 4-1: Diagrama de especificaciones del SGTB para la ejecución de algoritmos.**

- *Transductores de entrada:* es conveniente que los transductores trabajen con alguna de las tecnologías activas que garantizan una respuesta en frecuencia amplia. Es recomendable un mínimo de 100 kHz. De esta manera se evitará cualquier nivel de distorsión, garantizando el análisis espectral de las tensiones y corrientes según la normativa de suministro y permitiendo que los transitorios alcanza la etapa de procesamiento sin verse perturbados. Además, se seleccionarán de tipo diferencial y con aislamiento galvánico para garantizar una menor influencia de interferencias ajenas a la red de distribución.
- *Acondicionamiento:* debe garantizar una mínima influencia de las componentes frecuenciales fuera de la banda de interés, por tanto es necesario incluir un filtro antialiasing.
- *Sistema de conversión:* tiene que trabajar con una velocidad de muestreo suficiente para la detección de perturbaciones según normativa de calidad de suministro. La resolución mínima especificada en la norma es de 12 bits. En cambio, para los algoritmos avanzados, la resolución seleccionada será de 16 bits de manera que se trabaje con una resolución que permita garantizar la suficiente sensibilidad en la detección de transitorios con pequeñas fluctuaciones. La mayoría de los equipos de monitorización PQ operan con 256 muestras por ciclo, sin embargo, para este tipo de algoritmos se tomarán 1024 muestras por ciclo para poder experimentar con resoluciones en el tiempo comprendidas entre las 256 y 1024 muestras por ciclo.
- *Arquitectura para el procesamiento:* debe permitir el procesamiento de múltiples lazos en paralelo, de manera que sea posible realizar el procesamiento de todo tipo de perturbaciones. La arquitectura para el procesamiento deberá ser muy

flexible. Para ello se plantea un procesador con una FPGA para diseñar una arquitectura de captura y sincronismo adaptados al pre-procesamiento, que cuenta con un sistema operativo en tiempo real (*Real Time Operating System*, RTOS) que se encargará de la gestión de los lazos más o menos críticos.

- *Sistema de marcación:* debe garantizar la sincronización del proceso de captura para una marcación del inicio de la perturbación y para la definición temporal de la ventana que establece la duración de la perturbación. Esta especificación se garantizará siguiendo el estándar IEEE 1588 como base para la sincronización de las muestras en relación a un tiempo de referencia universal. Por tanto es conveniente que el sistema embebido integre la gestión de este tipo de sincronismo y que el conjunto del sistema incorpore un maestro.
- *Comunicaciones:* aunque estrictamente no se ha planteado como uno de los objetivos, se considera que es ineludible utilizar alguna técnica de clasificación y empaquetado de las perturbaciones detectadas para completar el proceso con un mínimo de transferencia en tiempo real y con un equipo actuando como concentrador. Por tanto, es necesario utilizar una tecnología que permita establecer una comunicación segura y determinista. El sistema operativo debe permitir crear variables o bloques de memorias que pueden ser compartidos en tiempo real con una aplicación ejecutándose en otro sistema. Una respuesta determinista es esencial para una gestión global ante situaciones muy críticas. La red Ethernet es el medio con el que se establece la conectividad entre los sistemas.

#### 4.4. Diseño de la arquitectura del SGTB

Una vez explicada la justificación de la selección de la plataforma, se procede a detallar el diseño del SGTB basado en el controlador programable cRIO.

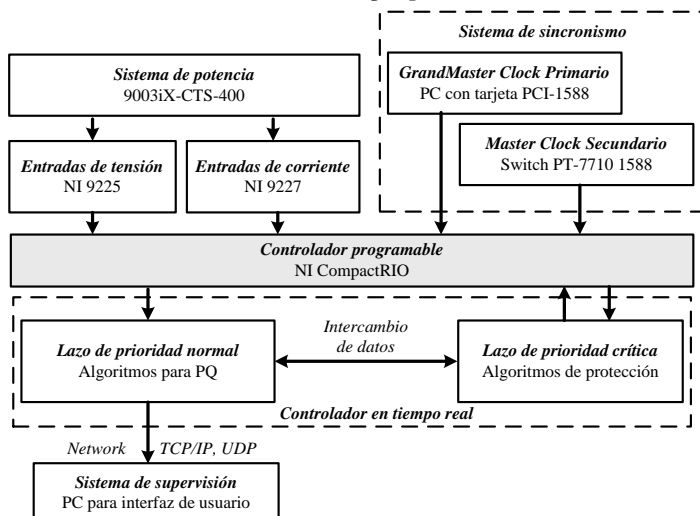


Figura 4-2. Diagrama de bloques del sistema experimental SGTB.

El diagrama de bloques mostrado en la Figura 4-2 es el utilizado para ensayar el SGTB. El sistema de potencia está formado por una fuente programable AC/DC de

*California Instruments* que integra un analizador de red y una salida trifásica con una potencia máxima de 9kVA. Es posible mantener un sistema trifásico de tensión totalmente equilibrado con tensiones sinusoidales puras. A partir de estas condiciones ideales, es posible generar cualquier tipo de perturbación o desequilibrio para analizar la respuesta bajo unas condiciones de carga, permitiendo, por ejemplo, realizar test de los estándares de armónicos [96], flickers [97] y varias pruebas de inmunidad [98]. Además, es posible garantizar la exactitud de cada uno de los ensayos observando los datos procedentes del medidor integrado en la fuente.

En cuanto al sincronismo, es necesario sincronizar las medidas en instante de tiempo y con la misma periodicidad según especificaciones de la norma. Este nivel de sincronismo se establece con la salida *Ext clock* de la fuente, marcando los pasos por cero. Se integra un equipo para garantizar la calidad del sistema de sincronismo de los medidores. Se trata de un equipo con una tarjeta PCI-1588 que actúa como *GrandMaster Clock* y se basa en el protocolo PTP. La tarjeta puede ser configurada para operar como maestro PTP para sincronizar a los esclavos PTP, utilizando como medio de comunicación la red Ethernet. Por otra parte debe garantizarse una marcación de tiempo común para el registro de los eventos. Esta coordinación se garantiza con la tarjeta PCI-1588 y un *switch PT7710*, que es de uso industrial y garantiza una mínima latencia en la coordinación de los relojes. Este switch actúa como una extensión del reloj principal y se denomina *Master Clock*.

Como el objetivo es analizar la velocidad de respuesta de cada uno de los algoritmos se define un procedimiento para las medidas externas de los tiempos. En la Figura 4-4 se pueden observar los módulos marcados como “Sincronismo EXT”. Estas salidas o entradas digitales permiten marcar los instantes de detección con una referencia de tiempo común. El osciloscopio visualiza la transición digital y esta es comparada con la salida digital del generador o con la salida digital de un segundo equipo actuando como receptor en la red Ethernet.

El SGTB cuenta también con una carga programable del mismo fabricante para operar bajo unas determinadas condiciones de carga. Al igual que la fuente programable, esta carga también integra un sistema de medida de menor calidad pero que permite contrastar el correcto acoplamiento entre la fuente y la carga.

La salida se puede conectar a un cRIO para determinar la calidad del medidor desarrollado. El cRIO se integra para la captura, supervisión, procesamiento y control. Este controlador programable, que tiene entradas y salidas modulares, ha permitido configurar cada uno de los tipos de ensayos. Con el cRIO se puede trabajar a muy alto nivel reduciendo drásticamente los tiempos necesarios para el desarrollo de aplicaciones. Si es necesario se puede utilizar herramientas de bajo nivel como el VHDL para programar la FPGA mejorando el rendimiento. Es un tipo de chasis idóneo y compatible con diversas normas de seguridad para poderlo ubicar en un entorno industrial. El cRIO combina un procesador en tiempo real y FPGA reconfigurable en el mismo chasis para aplicaciones embebidas de monitorización y control. En el laboratorio se cuenta con tres tipos de chasis con computacionales crecientes como los cRIOs 9074, 9076 y 9024 que permite evaluar su rendimiento operando bajo las mismas condiciones. Uno de los aspectos técnicos más críticos es el de poder garantizar la calidad de las medidas tanto de tensión como de corriente. Para reducir los errores atribuibles a esta etapa se han utilizado los módulos NI 9225 y NI 9227, que actúan como dos instrumentos con certificado de calibración. Alcanzan una resolución de 24 bits y tienen una velocidad máxima de muestreo de 50 kilo muestras por segundo de



forma autónoma por canal. Es una alternativa totalmente compacta, que integra todo el acondicionamiento necesario para transformar los niveles de las tensiones y corriente nominales máximas disponibles en el laboratorio y en los trafos. Por tanto, es capaz de acondicionar los  $400 V_{\text{rms}}$  y  $5 A_{\text{rms}}$  en niveles digitales en coma fija de 24 bits de resolución y manteniendo todas las garantías de aislamiento y seguridad. Esto quiere decir que integra el filtrado, los atenuadores y conversores A/D. En el caso del módulo NI 9225 con 3 entradas analógicas de  $300 V_{\text{rms}}$  cuenta con aislamiento entre canales de  $600 V_{\text{rms}}$ , entradas simultáneas 50 kilo muestras por canal, filtros *antialiasing* integrados y rango de medida de  $300 V_{\text{rms}}$ . Con respecto al NI 9227 es de 4 entradas para las medidas de corrientes hasta  $5 A_{\text{rms}}$ . Se pueden utilizar de forma coordinada y sincronizada para las 3 medidas de tensión y las 3 medidas corrientes en una red de alimentación trifásica. Estos módulos garantizan todo tipo de medidas de fase, de frecuencia, de valores eficaces y por tanto de potencia y energía consumidas. La velocidad de muestreo y su conexión directa con la FPGA permiten detectar transitorios en intervalos inferiores a medio ciclo. Todo depende del nivel de optimización en la definición de la arquitectura desarrollada en la FPGA.

Con esta arquitectura de SGTB se garantizan unas condiciones estables en régimen permanente, de modo que, a partir de estas condiciones iniciales puedan generarse diferentes tipos de transitorios con el objetivo de reproducir el comportamiento de la red bajo determinadas condiciones de fallo. En este escenario es necesario garantizar la sincronización de la fuente programable y del sistema de captura. En los equipos cRIO se ejecutan de forma local los algoritmos avanzados. Para el análisis y registro de información se crea una interfaz en un puesto de supervisión, que permite también visualizar el estado de los equipos que componen el SGTB y las medidas tomadas.

Con el SGTB diseñado se puede reproducir en el laboratorio muchas de las perturbaciones que ocurren en la red eléctrica, como desequilibrio entre fases, variaciones de frecuencia, inyección de armónicos, etc. Para ello se utilizan tres esquemas de sincronización en el laboratorio.

- *La sincronización para las capturas:* Consiste en utilizar una señal de disparo, *trigger*, procedente del generador. Con esta señal en cada paso por cero se inician los instantes de comienzo de cada captura. Este método permite garantizar una precisión del orden de nanosegundos en los instantes de inicio de las medidas promediadas cada 10 ciclos.
- *Marcación de los eventos, timestamp:* Consiste en la sincronización de los relojes de cada sistema cRIO desde la red Ethernet con el protocolo PTP. Este método garantiza una precisión del orden de  $50 \mu\text{s}$ . Los ensayos realizados en el laboratorio se realizan en las mismas condiciones operativas que con los equipos trabajando a nivel de campo. La virtud principal de este método es la de garantizar una marcación de tiempo, *timestamp*, en valor absoluto, quedando todos los ensayos tasados con respecto a una fuente de reloj de referencia única.
- *Propagación de comandos:* Consiste en la marcación de los instantes de detección del primer equipo y el instante en que se recibe la información. Ambos instantes son marcados con salidas digitales. Este método permite medir los tiempos de respuesta con mucha precisión y de forma independiente del reloj interno.

En cuanto al diseño software las características más relevantes son la posibilidad de procesamiento paralelo y la integración de un sistema RTOS. A continuación se detalla las condiciones establecidas para el procesamiento de la señal desde el módulo de adquisición hasta la clasificación de las perturbaciones detectadas:

- *Etapa de captura:* Para la adquisición de señales se necesita crear un proyecto en LabVIEW que permita configurar la aplicación embebida de cRIO, es decir que nos permita manejar la FPGA y el procesador en tiempo real. Una vez generado un proyecto con tales características se configura el chasis con los módulos E/S. LabVIEW incluye una funcionalidad avanzada de auto-detección de los módulos de E/S, por lo que la configuración del módulo cRIO resulta muy sencilla. El siguiente paso es la configuración del canal de adquisición para que capture 3 tensiones y 3 corrientes.
- *Etapa de desplazamiento y marcación:* Según la norma de calidad de suministro [16] la medida básica para la detección de eventos es el valor eficaz de la señal en cada canal de medida durante un ciclo refrescado cada medio y establece que el intervalo de tiempo básico de medida de las amplitudes de los parámetros (tensión de la red, armónicos, interarmónicos y desequilibrio) debe ser de 10 ciclos para una red de 50 Hz o de 12 ciclos para una red de 60 Hz. El diseño de estas ventanas de medida en LabVIEW parte de la detección del paso por cero de la primera tensión, fase A. Cuando esto ocurre se hace una marcación temporal y se construye una ventana de medio ciclo adquiriendo las 6 señales desde ese instante. Con la continua detección de paso por cero y marcación de temporal se genera la ventana de un ciclo refrescada cada medio. El diseño de la ventana de tiempo básico de medida se realiza a partir de la ventana de un ciclo construida, por lo que se obtiene una ventana de 10 ciclos (ya que se opera en el laboratorio a una frecuencia de 50 Hz) refrescada cada medio.
- *Etapa de pre-procesamiento y filtrado:* El siguiente paso es realizar la discriminación de las señales en función de cómo se deben procesar para la realizar las mediciones necesarias. Se definen por tanto tres ventanas de medida, la primera que será utilizada para la detección de eventos y es la que dura un ciclo, la segunda es la ventana de 10 ciclos de tensiones y la tercera es la ventana de 10 ciclos de corriente.
- *Etapa de procesamiento:* Se procesan las señales según los intervalos de medida que correspondan para la detección de eventos y perturbaciones, así como para la medida de los parámetros de calidad de suministro, de potencia y energía suministrada. Para ello se utiliza el procesamiento paralelo implementando en diferentes hilos: el procesamiento de calidad, el procesamiento de potencia y energía y el procesamiento de protecciones.
- *Etapa de detección y caracterización:* En este módulo la detección de eventos se diseñará a partir de las técnicas avanzadas. En este módulo además, se extraerán las características de los eventos detectados

En la imagen de la Figura 4-3 están incluidos todos los equipos que integran el SGTB implementado. En la imagen de la Figura 4-4 se pueden ver los detalles de cada equipo con el tipo de conectividad en base a las necesidades funcionales del conjunto. En el centro de la imagen están situados los equipos bajo test.

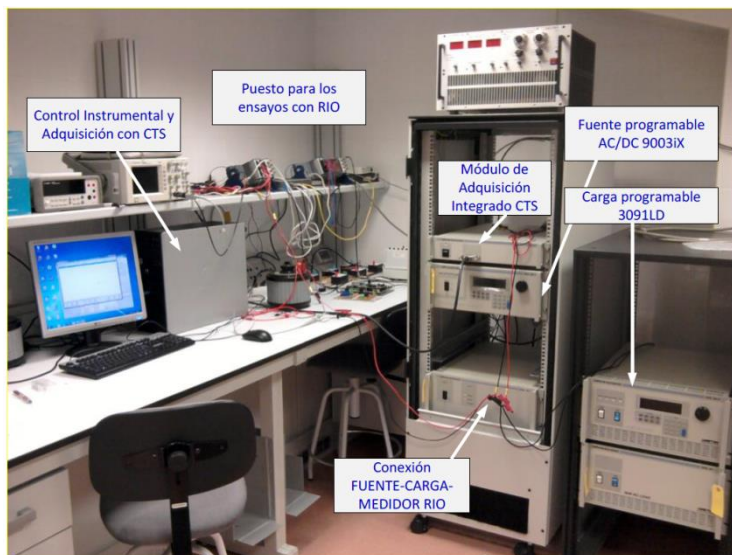


Figura 4-3. Equipamiento del SGTB en el laboratorio

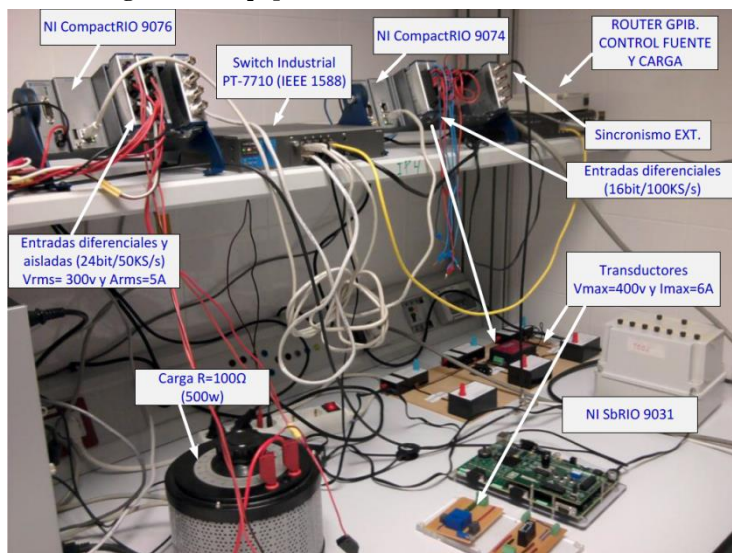


Figura 4-4. Equipos bajo test.

Todos los equipos están conectados al switch PT7710. Esta configuración permite priorizar el flujo de datos de cada una de las conexiones en la red Ethernet. Es posible definir niveles de prioridad en función de las entradas. Se trata de garantizar la máxima velocidad de transferencia para los datos considerados críticos. Este factor es decisivo para el tercer tipo de ensayo donde se evalúan los tiempos de respuesta entre dispositivos, incluidas las comunicaciones.

Las entradas digitales, marcadas en la figura como “Sincronismo EXT” puede actuar para la marcación de cada uno de los pasos por cero de la tensión AC de la fuente

y pueden actuar en el segundo equipo cRIO-9076 para indicar el instante en el que recibe la notificación del evento.

La estrategia seguida permitirá determinar la diferencia entre el instante en el que se produce la perturbación y el instante en el que el segundo equipo recibe la notificación. Este procedimiento es posible gracias a la sincronización de los relojes con PTP. Los tres equipos RIO de la Figura 4-4, el cRIO-9074, cRIO-9076 y el SbRIO-9631 están sincronizados con el ordenador de la izquierda. Este equipo incorpora una tarjeta Ethernet PCI 1588. El switch PT7710 garantiza un mayor nivel de transferencia minimizando el tiempo asociado a la latencia del equipo enrutador.

El Anexo B detalla cómo son configurados los equipos integrados en la arquitectura del SGTB para garantizar la calidad de las condiciones de instrumentación.



# 5 Resultados y discusión



Este capítulo presenta los resultados obtenidos con la compilación de las especificaciones de diseño para un sistema de protección y medida, el cual se ha basado en técnicas avanzadas que permita una mejora significativa de la eficiencia energética de la red de distribución. Se recogen los resultados de la ejecución del conjunto algoritmos avanzados diseñados para la detección, segmentación y caracterización de eventos. Se presentan los desarrollos experimentales que han servido de base para definir un modelo que pueda ser utilizado en FDI, en cuanto que tiene que ser capaz de detectar, identificar y aislar faltas en un sistema eléctrico.

Se recoge además los resultados de las pruebas de validación del SGTB desarrollado. Para ello se realizan pruebas para la verificación de medidas, realizándose un amplio ensayo para que el diseño del SGTB final sea robusto y cuente con la adecuada potencia de cálculo para integrar nuevos sistemas de protección y medida para la eficiencia energética.

Este capítulo comienza con la interpretación de los resultados obtenidos en el desarrollo del SGTB y en segundo lugar, se analizan las ventajas de las técnicas propuestas discutiendo para ambos casos las limitaciones encontradas.



## 5.1. Resultados de validación tecnológica del SGTB

Esta sección presenta los resultados para la validación del SGTB diseñado, el cual ha sido especialmente configurado para poder valorar la eficiencia de las técnicas avanzadas cuando se ejecutan en tiempo real. Se han realizado una serie de ensayos, con diferentes chasis cRIO, sobre los requisitos hardware y funcionales para el sistema de protección, teniendo en cuenta las exigencias y recomendaciones de las normas de IEC 61000-4-30 [16] e IEEE std. 1159 [21] para la medida de parámetros eléctricos y de calidad de potencia.

### 5.1.1. Ensayo como sistema multifuncional

Este apartado muestra los primeros ensayos realizados con la plataforma cRIO-9074 como controlador programable del SGTB. El objetivo de este ensayo es validar la arquitectura elegida para el desarrollo de SGTB como sistema multifuncional. Para ello se realizan medidas PQ, de potencia y funciones de protección que deben integrarse de forma simultánea en el cRIO.

El SGTB se desarrolla creando instrumentos virtuales (*Virtual Instruments*, VI) implementados en LabVIEW que ruedan en el cRIO. Un VI consiste en un panel frontal y un diagrama de bloques. El panel frontal de un VI es usado para visualizar los controles e indicadores mientras que el diagrama de bloques contiene el código para el VI. En el Anexo C, se describe el procedimiento realizado de manera preliminar en el controlador cRIO del SGTB para la medida de parámetros de calidad de suministro, de energía eléctrica así como las funciones de protección.

La configuración software del SGTB parte iniciando un proyecto RT en LabVIEW y seleccionando en la configuración del proyecto el módulo cRIO-9074. Siguiendo los pasos que indica el programa se obtiene un proyecto que incluye la aplicación FPGA, la aplicación del procesador RT y la aplicación para arrancar en el *host computer* bajo Windows.

La comunicación con la FPGA se hace a través de un lazo de prioridad crítica incluido en el controlador RT. Para la comunicación con el VI que está rodando en el *host computer* es necesario compartir información, este traspaso de información entre VIs es posible con el uso en el proyecto de variables compartidas de red. Con LabVIEW y su módulo FPGA se desarrolla gráficamente la configuración del chip FPGA sobre el hardware del cRIO. Se configuran seis entradas que son usadas para procesar las ondas de las tres tensiones y las tres corrientes.

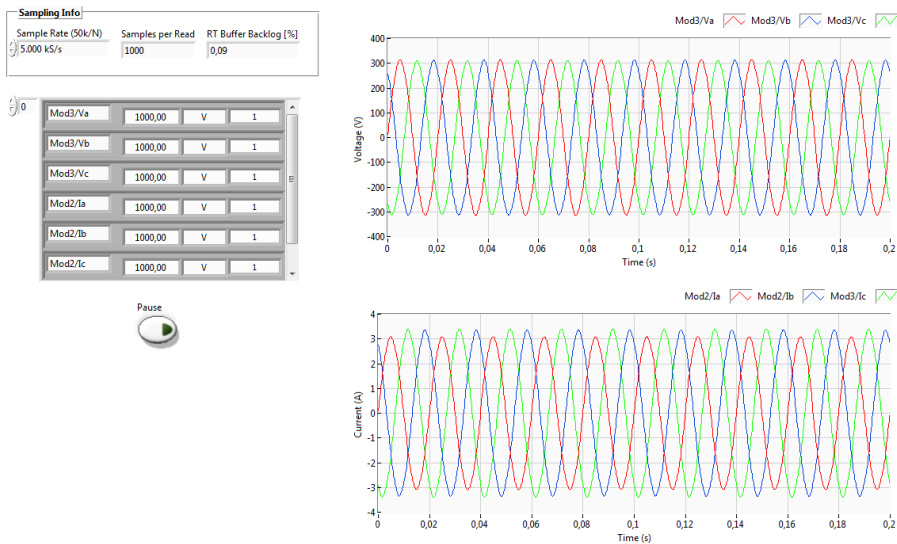
En el procesamiento de estas señales se pretende tener una correspondencia entre los tiempos de medida de las protecciones y las medidas de las funciones de protección con los parámetros de calidad de suministro. De igual manera los tiempos de medida de potencia y energía suministrada tendrán correspondencia con las ventanas de medida de calidad de suministro.

De esta forma la función de protección será programada para actuar cada 200 ms (10 ciclos), tomando como ventana de medida el tiempo base PQ. El primer paso fue realizar las ventanas de 1 y 10 ciclos con refresco cada medio ciclo después de adquirir las tensiones y corrientes desde el cRIO. En el traspaso de esta funcionalidad en modo de simulación a modo en tiempo real se detectó que la función seleccionada para la

detección de paso por cero no funcionaba adecuadamente. Se realizó un análisis de las funciones incluidas en la librería que permitiesen realizar el paso por cero.

- *Solución 1:* Se seleccionó una función de paso por cero de un array que se procesa muestra a muestra. En ese momento de detección de paso por cero se captura la posición de la muestra que genera la alarma. Esta información se utiliza para extraer el semiciclo del array.
- *Solución 2:* Posteriormente se analizó la función de disparo, que al igual que la solución anterior permitía realizar correctamente la detección de paso por cero de una señal adquirida en tiempo real. Después de desarrollar las dos soluciones se optó por la segunda opción debido a que sólo requería el uso de una función y consecuentemente menos carga de computación.

En esta etapa se tienen dos lazos operando en paralelo: primer lazo, de adquisición de señales y procesamiento de semiciclos; segundo lazo, de generación de ventanas de 1 y 10 ciclos con refresco de medio ciclo.



**Figura 5-1. Primera etapa del test final del SGTB.**

En la segunda etapa de desarrollo se añade la funcionalidad de medir los valores eficaces de las tensiones y corrientes en los intervalos de agregación que indica la norma de calidad de suministro. Para ello se modifica el SubVI creado en el primer test realizado para la norma para que realice la agregación para seis señales (véase Anexo C). En esta etapa se añade un tercer lazo operando en paralelo destinado a realizar las agregaciones.



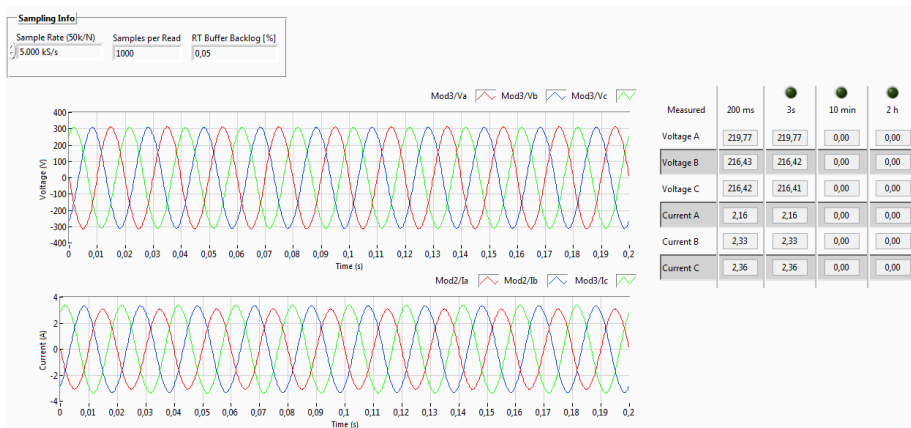


Figura 5-2. Segunda etapa del test final del SGTB.

Al añadir la funcionalidad de potencia el *buffer* de lectura se llena al poco momento de arrancar el VI, por lo que es necesario disminuir la frecuencia de muestreo y el número de muestras. Como uno de los objetivos es que las medidas de potencia se realicen cada 10 ciclos se aprovecha la ventana generada en la primera etapa para realizar estas mediciones. Además para dotar de una mayor precisión al VI se sustituyen los lazos *While* que ejecutaban los procesos paralelos por *Timed Loop*, que son unos bucles *While* especiales que se les puede configurar su prioridad y cada cuanto tiempo deben de ejecutarse. Los lazos del VI quedan configurados de la siguiente manera:

- *Primer lazo*: Adquisición de señales y procesamiento de semiciclos, se ejecuta cada 10 ms con la prioridad más alta.
- *Segundo lazo*: Generación de ventanas de 1 y 10 ciclos con refresco de medio ciclo, se ejecuta cada 100 ms con el segundo nivel de prioridad.
- *Tercer lazo*: Medidas de calidad de suministro, se ejecuta 200 ms con el tercer nivel de prioridad.
- *Cuarto lazo*: Medidas de potencia y energía, se ejecuta 200 ms con el tercer nivel de prioridad.

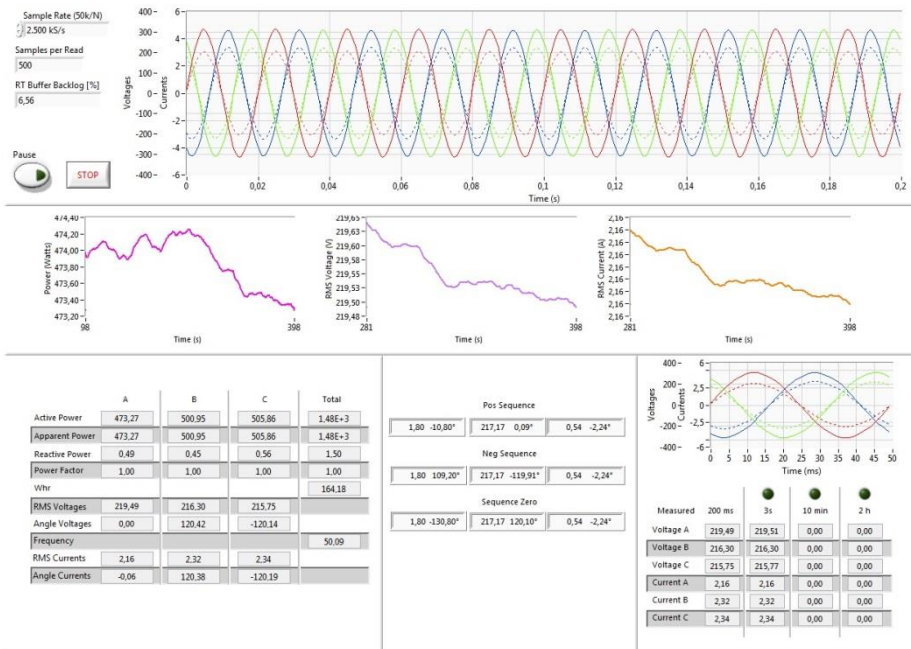


Figura 5-3. Tercera etapa del test final del SGTB.

Al añadir la funcionalidad para detectar perturbaciones se realiza un cambio en el diseño y se separa la información en un *Display Tab Control*. Como en los casos anteriores la funcionalidad de detección se procesa en un lazo paralelo al resto, este lazo opera con prioridad de tercer nivel y se ejecuta cada 200 ms. En esta etapa se prueban los algoritmos creados en el tercer ensayo con las señales capturadas desde cRIO y que son procesadas en la ventana de 10 ciclos con refresco de medio ciclo. En esta fase todavía las perturbaciones son generadas de forma simulada. Se comprueba el correcto funcionamiento de las funciones de protección implementadas.

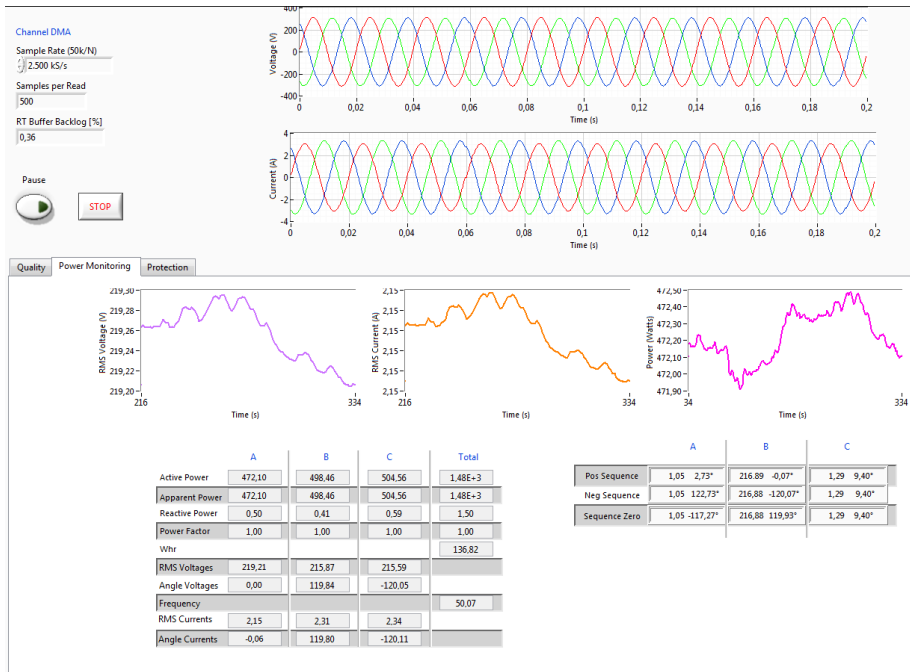


Figura 5-4. Cuarta etapa del test final del SGTB.

### 5.1.2. Ensayo de los algoritmos avanzados

Este ensayo del SGTB se realiza para el análisis de los algoritmos avanzados con un controlador más potente que el cRIO-9074, se trata del cRIO-9076 descrito anteriormente. Para alcanzar los objetivos planteados se ha creado una metodología para analizar la respuesta de los algoritmos avanzados y la propagación de comandos y alarmas del sistema. Los ensayos se han agrupado en tres grandes categorías:

- Pruebas para la verificación de los equipos que intervienen en los ensayos.
- Pruebas de respuesta de los algoritmos avanzados.
- Pruebas de propagación de comando y alarmas del sistema.

Para cada una de estas categorías se indican unos objetivos particulares, la metodología seguida y los tipos de parámetros analizados. En los tres tipos de ensayos, se parte de unas condiciones en régimen permanente. Las condiciones iniciales se fijan con una configuración de la fuente programable AC/DC y de la carga. Se utiliza un entorno para el control y monitorización de la fuente. Desde el entorno es posible visualizar las medidas internas de fuente y de carga, controlar todos los parámetros para la configuración de los dos instrumentos, así como capturar y visualizar las formas de onda de tensiones y corrientes. Finalmente, para el análisis fuera de línea, se puede activar la generación de ficheros mediante un sistema de administración técnica de datos (*Technical Data Management System*, TDMS).

A continuación se describen los pasos a seguir para garantizar una correcta configuración en función del tipo de ensayo. Los pasos comunes para las tres categorías

de pruebas son las fases I, II y III caracterizadas por la configuración fuente-carga, la fase IV es exclusiva para la programación del equipo bajo test y la fase V para el almacenamiento y análisis fuera de línea.

- *Fase-I - Configuración de las condiciones iniciales de la fuente trifásica:* En la Figura 5-5 se visualiza el panel para el control básico de la fuente. Es posible seleccionar la frecuencia de 50 Hz, fase de 0°, una tensión eficaz de 220 V y el límite de corriente de 5 A. La forma de onda y el modo monofásico están seleccionados por defecto. En el mismo panel se puede visualizar las medidas procedentes de la misma fuente.

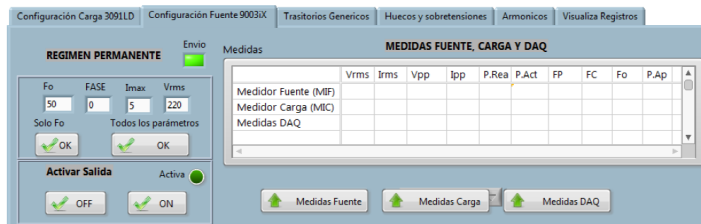


Figura 5-5. Control y monitorización de la fuente de California Instruments.

- *Fase II - Configuración de la carga:* La carga programable puede inicializarse para trabajar en régimen permanente en distintos modos de funcionamiento. En la Figura 5-6 se observa la configuración para trabajar a corriente constante, donde se puede definir el nivel de corriente, el factor de cresta y el factor de potencia. Es posible configurarla con resistencia, potencia o tensión constante.



Figura 5-6. Control de la carga.

- *Fase III - Medidas para verificar la configuración fuente-carga:* Es posible verificar el correcto funcionamiento de la fuente en régimen permanente y la calidad de onda del generador trifásico. Las medidas a verificar son:
  - *Medidas estáticas con medidor interno del generador AC:* Mide todos los parámetros característicos de cada una de las salidas con una ventana de análisis de 200 ms o 10 ciclos de la fundamental.
  - *Medidas estáticas con medidor interno de la carga:* Mide todos los parámetros característicos de las entradas a la carga con una ventana de análisis de 200 ms o 10 ciclos de la fundamental.
  - *Medidas estáticas y dinámicas con el sistema de adquisición (Data Acquisition, DAQ):* Para medir a la salida de la tarjeta de adquisición con la configuración oportuna.

- *Fase IV - Medidas del equipo bajo test:* Los algoritmos se ejecutan en el sistema operativo del cRIO para la evaluación. Este procedimiento estima la calidad de cada uno de los módulos encargado de las capturas de las tensiones y de las corrientes. Los módulos se conectan en los buses de expansión de los cRIO. En la primera fase las medidas se realizan en régimen permanente y en las mismas condiciones que los medidores de la fase-III.
- *Fase V - Almacenamiento de las formas de onda y procesamiento:* El cRIO registra en la memoria interna la evolución de la tensión, de la corriente y de la respuesta de los algoritmos avanzados. Este método garantiza las medidas de los tiempos de respuesta con una resolución equivalente al periodo de muestreo. El análisis puede realizarse fuera de línea con el fichero TDMS.

A continuación se muestra un ejemplo que ilustra el procedimiento para el análisis de las formas de ondas de tensiones y corrientes generadas por el sistema fuente-carga (Figura 5-7):

- Se configura la fuente en las condiciones indicadas en la fase-I. El botón "Todos los parámetros" establece las condiciones seleccionadas en los campos.
- Se configuran las condiciones iniciales de la carga según lo establecido en la fase-I.
- Se configura la fuente para generar un hueco que se repite de forma periódica. Inicialmente se tiene una tensión  $V_1 = 220$  V. Se genera un hueco con una disminución de la tensión eficaz  $V_2 = 150$  V. El inicio se define con Fase = 0 que corresponde justo en el máximo del semiciclo positivo. Se mantiene el escalón un tiempo  $T_2 = 100$  ms. Transcurrido este tiempo regresa a  $V_1$  y se mantiene un tiempo  $T_1 = 100$  ms. Se puede configurar el número de repeticiones de la lista pulsando el botón "Configurar Lista 2". Esto transfiere la lista a la memoria de la fuente.
- Se activa la fuente y la carga de forma consecutiva con los botones del entorno "Activar ON". En este momento se visualizan las formas de onda de la tensión y la corriente en el DAQ.
- Finalmente se pulsa el botón "Inicia Transitorio". En la Figura 5-7 se puede observar cómo se genera un transitorio con la fuente y la respuesta de la carga programa a corriente constante. La respuesta transitoria se puede visualizar en la gráfica de corriente. Se observa un periodo transitorio que evoluciona hasta alcanzar de nuevo el mismo nivel eficaz para mantener la corriente constante. Este ejemplo permite analizar el método.
- Para poder almacenar, antes de ejecutar la aplicación se debe activar el botón "Captura Activa". Se inicia el almacenamiento de las formas de onda en un fichero TDMS. El contenido se puede analizar desde el entorno *DIAdem* que es una herramienta de NI diseñada para realizar informes de grandes volúmenes de datos en múltiples formatos personalizados de forma muy rápida. Un ejemplo del análisis con *DIAdem* se muestra en la Figura 5-8.

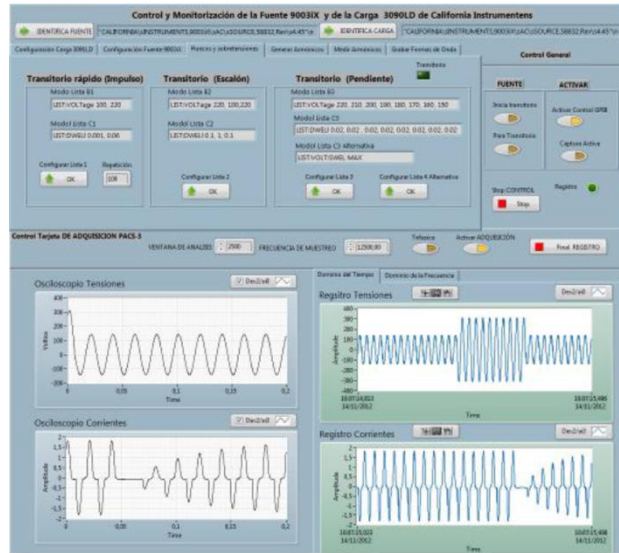


Figura 5-7. Ejemplo de configuración de un escalón.

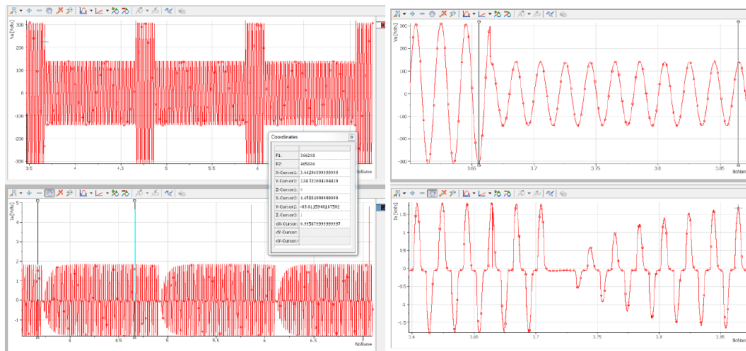


Figura 5-8. Ejemplo de análisis con DIAdem.

5.1.2.1. Pruebas para la verificación de las medidas del SGTB

El objetivo principal de estas pruebas preliminares es garantizar la calidad de cada uno de los procedimientos experimentales. Desde el punto de vista metrológico se miden y determinan experimentalmente la calidad de los instrumentos que interviene en cada uno de los ensayos.

Los ensayos en régimen estacionario determinan la precisión del instrumental a utilizar. Estos equipos y módulos de adquisición que componen el sistema, poseen unas características definidas por el fabricante que determinan su resolución y exactitud. Por tanto, las pruebas de verificación de medidas tienen como objeto la confirmación del buen funcionamiento de estas partes del sistema, con arreglo a las especificaciones relacionadas con la medida que asegura el fabricante.

Los ensayos se realizan con las siguientes configuraciones de la fuente AC:

- Salida ideal  $F_0 = 50$  Hz y  $V_{rms} = 220$  V

- Con la presencia de los armónicos 3º y 5º. El nivel de cada armónico se puede seleccionar desde el entorno. Se puede medir el nivel de cada armónico con el medidor interno de la fuente, con el medidor interno de la carga o con la capturadora.
- Con un nivel de ruido de naturaleza gaussiana con una varianza definida previamente.

Los ensayos se repiten para varias condiciones de carga:

- Con una resistencia fija de 200  $\Omega$  (500 W).
- Con la carga programable en condiciones de resistencia constante.
- Con la carga programable en condiciones de corrientes constante y factor de potencia variable.
- Con potencia constante. En esta configuración es posible fijar un factor de potencia variable.

Por ejemplo, en la Figura 5-9 se muestra un caso con unas condiciones en régimen permanente: la fuente a  $F_o = 50$  Hz y  $V_{rms} = 220$  V y la carga con una corriente constante de 1 A, factor de cresta = 2 y factor de potencia = 1. En estas condiciones se pueden medir todos los parámetros tensión-corriente y la magnitud de cada uno de los armónicos de la tensión y de la corriente, según normativa para armónicos.

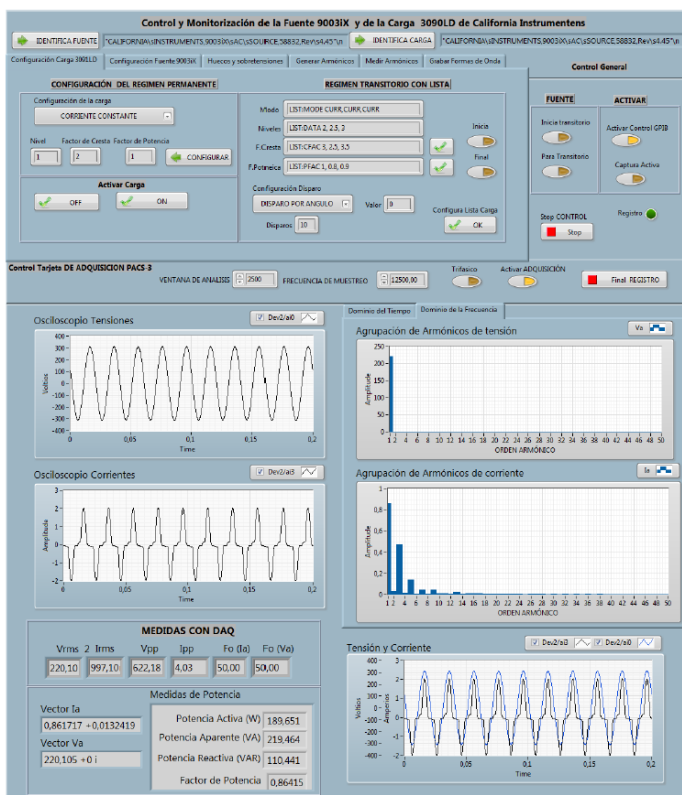


Figura 5-9. Medidas en régimen permanente.

5.1.2.2. Pruebas de respuesta de los algoritmos del SGTB

Dada la importancia que tiene actualmente una detección óptima y un tiempo de respuesta adecuado se definen una serie de ensayos para estimar la velocidad de respuesta de cada uno de los algoritmos ejecutándose en tiempo real. Las condiciones iniciales en régimen permanente determinan el tipo de ensayo, que repercute en su evolución posterior.

Los ensayos se definen para identificar la respuesta dinámica de los algoritmos cuando se genera una perturbación o una variación de las condiciones estacionarias iniciales. Se mide la diferencia entre el instante en el que se inicia la perturbación  $TR1$  y el instante de detección  $TD1$  y finalización de la detección,  $TR2$  y  $TD2$ . A continuación se visualiza y analiza la tendencia entre ambos instantes. Cada uno de los algoritmos se compara con el algoritmo clásico RMS en las mismas condiciones de procesamiento. La clave de este método es la posibilidad de iniciar el evento en fase con el paso por cero o cualquier otro punto del semiciclo positivo o negativo.

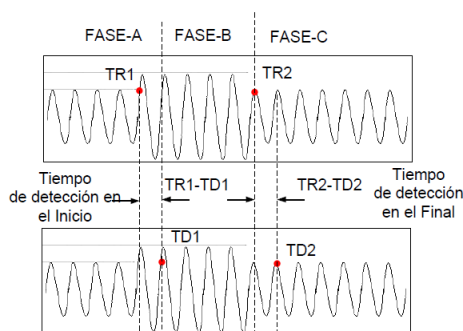


Figura 5-10. Fases para el análisis de transitorio.

Por tanto, se considera esencial una sincronización estable para garantizar una tasación precisa de los instantes en el que se producen los eventos. Además, si este sistema de sincronismo es común para los equipos presentes en una red de distribución se garantiza una posible toma de decisión coordinada.

En el siguiente esquema están representados todos los equipos que intervienen en los ensayos. La sincronización con el trigger del generador garantiza la captura sincronizada con el cRIO en los instantes de paso por cero. El evento se genera en el instante  $TR1$  y finaliza en  $TR2$  con una fase controlada. El objetivo es determinar los instantes de detección  $TD1$  y  $TD2$  del algoritmo bajo prueba. Es importante conocer la evolución temporal en la respuesta de cada uno de los algoritmos desde el instante  $TR1$  hasta que finalice la respuesta. Para el análisis se almacena toda la respuesta.



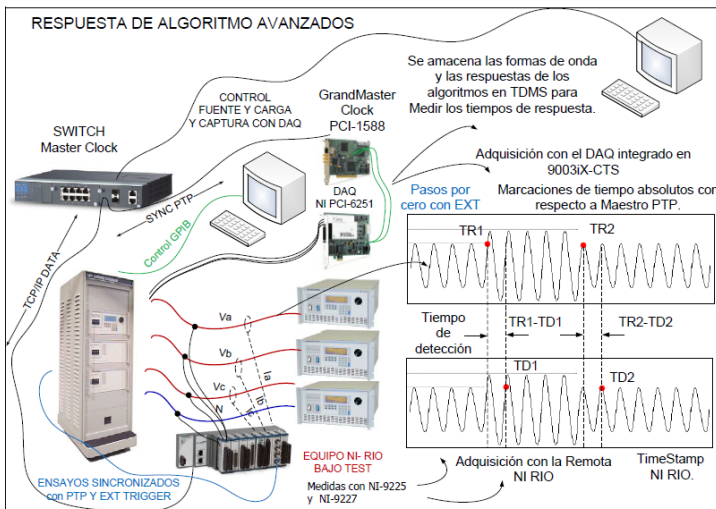


Figura 5-11. Esquema para la respuesta transitoria.

En este apartado se analizan las particularidades del método de captura y ejecución en tiempo real. Después de experimentar con diferentes arquitecturas para el procesamiento en tiempo real se opta por un método que consiste en la ejecución de tres lazos críticos para procesar los algoritmos con una ventana deslizante de medio ciclo (10 ms) o de un ciclo (20 ms) con un deslizamiento equivalente a un número de muestras adaptado a la velocidad de procesamiento del equipo cRIO. En la Figura 5-12 se puede observar las muestras capturadas y el intercambio de datos entre el lazo crítico y los dos lazos que procesan la información.

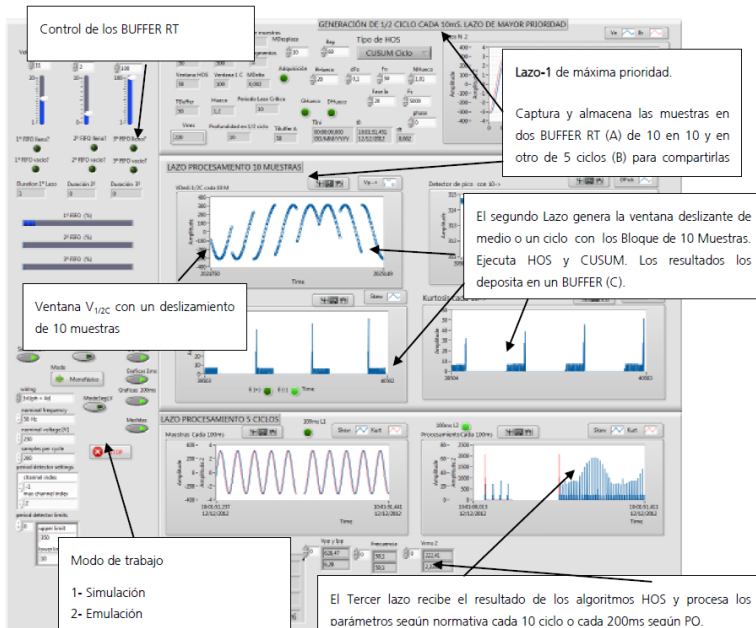


Figura 5-12. Arquitectura para el procesamiento RT.



- El *tiempo de respuesta* desde el momento en el que se inicia el evento.
- La *sensibilidad* en función del nivel del evento y en función del tiempo de existencia.
- Los niveles en *régimen estacionario*. Se trata de observar la respuesta del algoritmo cuando permanece de forma invariante durante un largo periodo, utilizando escalas logarítmicas.
- La *forma de onda* de cada una de las respuestas. Es interesante para establecer una clasificación del evento posteriormente.

La metodología seguida para los ensayos se realiza en dos etapas:

- Verificación de la correcta evolución de transitorios se realiza con el DAQ conectado a la salida de la fuente. El objetivo es verificar el riguroso cumplimiento de los tiempos asignados a los transitorios según la configuración de la fuente. Se capturan los datos procedentes de la tensión y de la corriente.
- Registro de las formas de ondas sin alterar la captura en tiempo real. El objetivo perseguido es registrar los instantes de inicio y fin de los transitorios para garantizar la respuesta de los algoritmos convencionales y avanzados.

Esta misma técnica se aplica con cada uno de los cRIO encargados de la monitorización y donde se ejecutan los algoritmos avanzados. Con este procedimiento se garantiza medir con gran precisión los tiempos de respuesta de cada uno de los algoritmos.

La clave está en el almacenamiento en un mismo fichero TDMS de las formas de onda capturadas muestra a muestra y de todas las formas de onda con la respuesta de cada uno de los algoritmos avanzados. Este fichero se exporta al ordenador local para su posterior análisis.

Para describir el procedimiento analítico se va utilizar un ejemplo práctico que analiza el funcionamiento del conjunto programable fuente-carga. Recordar que para el análisis del tiempo de respuesta de los algoritmos avanzados se debe partir de unas condiciones iniciales que siempre afectarán al comportamiento transitorio del conjunto fuente-carga.

En primer lugar se verifica el correcto funcionamiento de la fuente. En este ejemplo se ha programado un hueco de tensión que se inicia en el máximo de la onda. Para ello, se configura una bajada del valor eficaz de la onda de  $VR1 = 220\text{ V}$  a  $VD1 = 100\text{ V}$  y lo se mantiene durante 1 s. La carga está configurada para mantener la corriente constante  $I = 1\text{ A}$ .

- *Fase A*: Cuando desciende bruscamente el valor de la tensión en la corriente se produce un pequeño transitorio de 0,47 ms que corresponde con el tiempo que tarda en estabilizarse la tensión  $V_a$  de la fuente. Después del instante  $TD1$  y durante dos ciclos la corriente en la carga no cambia. Se mide con los cursores el tiempo de respuesta de la fuente  $T_r = TR1 - TD1 = 0,67\text{ ms}$ . Además se percibe una bajada de la tensión de pico  $V_r = VR1 - VD1 = 163\text{ V}$ . Por otra parte, se definen tres niveles para visualizar la forma de onda de la tensión y de la corriente con tres escalas de tiempo. La Figura 5-14 muestra este caso. Si se desplazan los cursores, la base de tiempos en todas las gráficas es común y el

cuadro de dialogo con la información de los cursores permite medir las diferencias temporales.

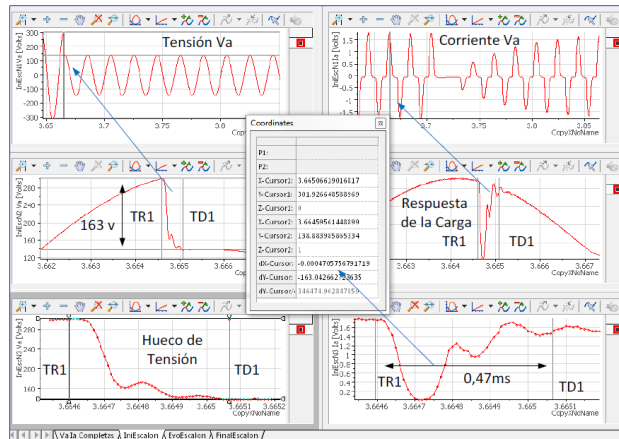


Figura 5-14. Respuesta transitoria de la carga cuando se inicia un hueco.

- *Fase B:* El periodo transitorio dura aproximadamente 6 ciclos en el que la corriente tiende a alcanzar la estabilidad de nuevo con un régimen permanente de corriente eficaz  $I_a = 1$  A. Esta circunstancia se puede apreciar en la Figura 5-15. En definitiva la carga responde de forma muy diferente cuando la tensión de la fuente desciende bruscamente. Tarda aproximadamente 10 ciclos en alcanzar de nuevo su régimen permanente. Sin embargo, cuando la fuente recupera su valor inicial al finalizar el hueco, la corriente aumenta bruscamente a 5 A y se mantiene 1 ms. Después recupera inmediatamente el régimen permanente. Este ejemplo clarifica la metodología que vamos a seguir en el documento dedicado a la validación de los resultados experimentales.

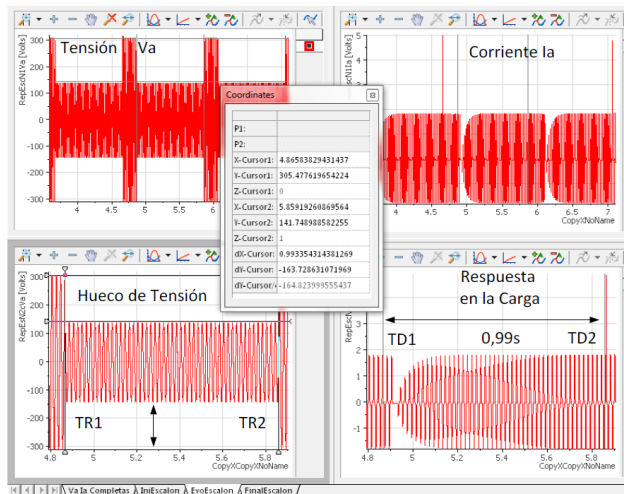


Figura 5-15. Respuesta transitoria de la carga durante un hueco.

- *Fase C:* Cuando aumenta bruscamente el valor de la tensión la respuesta es totalmente diferente. Aumenta el valor de pico de la corriente hasta los 5 A

durante un intervalo muy breve de tiempo aproximadamente 1 ms que corresponde con el tiempo de subida. Por otra parte se observa como el hueco termina exactamente en el máximo de la forma de onda de la tensión  $V_a$ . En la gráfica de la Figura 5-16 y del mismo modo que en las gráficas incluidas en los casos anteriores, se observa los transitorios y la marcación simultánea con los cursores de todas las gráficas. Es decir, tanto en las formas de onda de la tensión como en las de la corriente coincide la posición absoluta de los cursores. Además el eje de tiempos tiene una referencia absoluta de tiempos. Cuando se almacena la tensión y la corriente en un fichero TDMS se por medio de una estructura contiene el vector con la nube de puntos, la información en valor absoluto del instante en el que se inició la captura, con la fecha, la hora y con el periodo de muestreo.

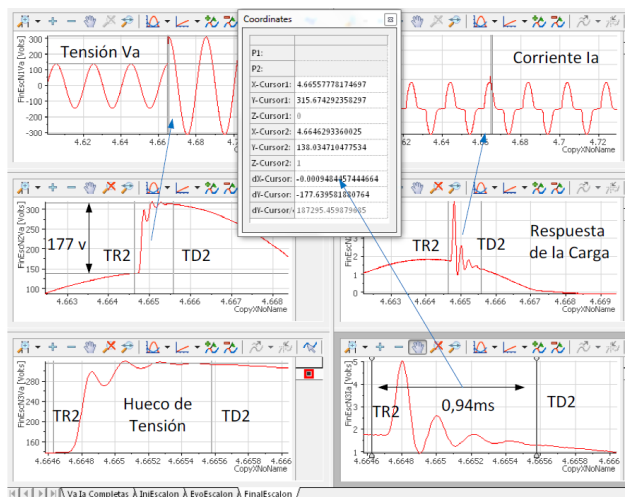
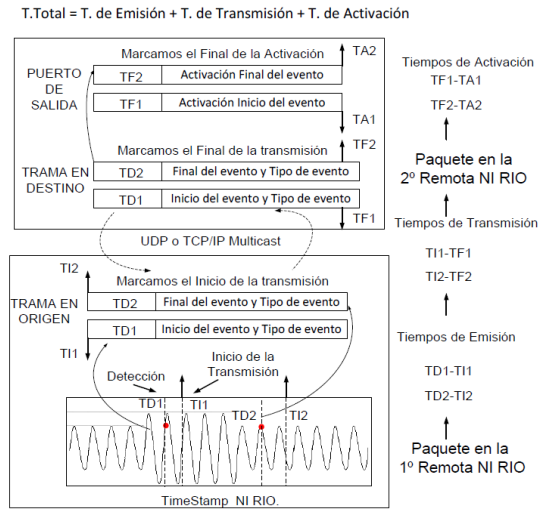


Figura 5-16. Respuesta transitoria de la carga al final de un hueco.

### 5.1.2.3. Pruebas de propagación de comandos y alarmas del SGTB

En este apartado se realiza una estimación del tiempo necesario para comunicar la detección a un segundo equipo. Por tanto, el objetivo es estimar el tiempo necesario para la transmisión de la trama, para la recepción de la trama y para la activación de una salida digital. Se trata de completar el análisis con la activación de una salida digital.

Para ello se diseña una arquitectura para optimizar las comunicaciones y una metodología para verificar los tiempos de respuesta. En la Figura 5-17 están identificados cada uno de los tiempos necesarios para la propagación de los comandos.



**Figura 5-17. Estimación de las comunicaciones.**

Se identifican correctamente:

- El tiempo necesario para empaquetar la trama e iniciar la transferencia con el segundo equipo ( $TI$ ).
- El tiempo necesario para transmitir la trama ( $TF$ ).
- El tiempo necesario para la interpretación del paquete y la activación de la alarma ( $TA$ ).

En su conjunto se tiene un tiempo total igual a la suma de  $TI$ ,  $TF$  y  $TA$ .

En el esquema de la Figura 5-18 está los equipos que intervienen en el proceso de estimación. Es posible utilizar dos técnicas diferentes: la primera técnica consiste en medir los tiempos de propagación con el osciloscopio: el emisor cRIO y el receptor cRIO activan una salida digital para medir el tiempo total; la segunda técnica consiste en el almacenamiento en ficheros TDMS de todo el proceso. Los dos equipos están sincronizados con la misma base de tiempos, sincronismo PTP.

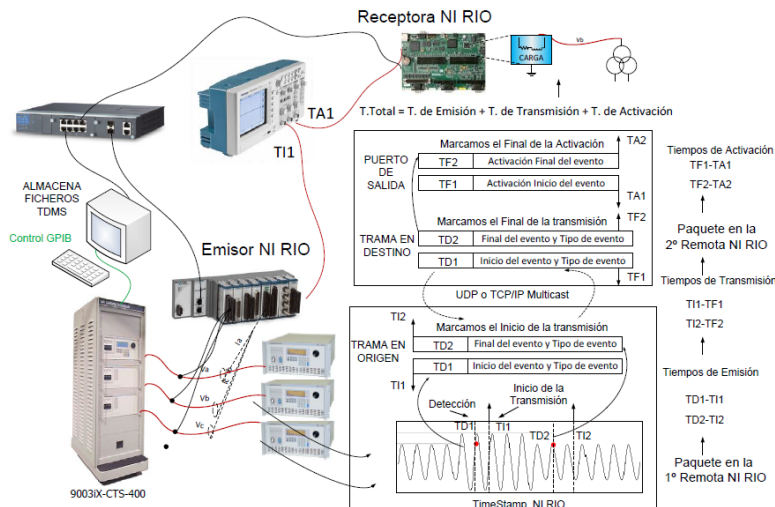


Figura 5-18. Esquema para los test de la propagación de comandos.

El programa receptor establece una comunicación TCP/IP con el emisor, el entorno desarrollado para tal fin se muestra en la Figura 5-19. Desde este entorno y de forma remota se activa la captura y se controla la velocidad de ejecución del lazo crítico. El receptor puede recibir una trama en el instante de detección del hueco. La trama lleva una marcación de tiempo en modo absoluto. Los lazos de captura y procesamiento se ejecutan con la base de tiempos absoluta. El receptor genera una segunda trama identificando el momento en el que recibe el dato.

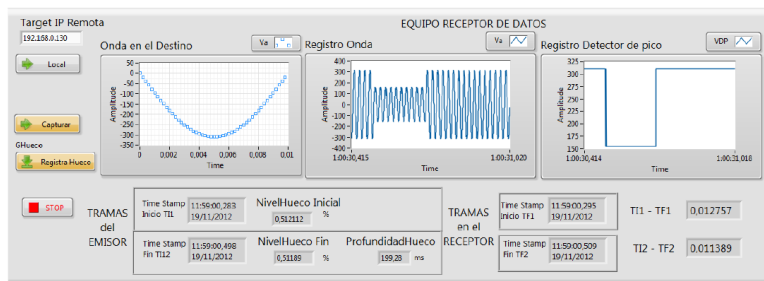


Figura 5-19. Programa receptor de datos.

Para describir el procedimiento analítico se va utilizar un ejemplo práctico que realiza la estimación de tiempos con CUSUM tabular: el  $g_n^+$  detecta el inicio de la perturbación y el  $g_n^-$  el final de la misma. El procedimiento seguido detecta el instante en el que el estimador supera un umbral.

Como se puede observar el programa puede estimar el  $TF$  calculando la diferencia en valor absoluto entre la marcación en origen  $TI1$  y la marcación en destino  $TF1$ . Se puede atribuir un error  $50 \mu s$  debido a la falta de sincronización entre los relojes de ambos sistemas.

### 5.1.3. Discusión sobre el SGTB construido

Ante la tendencia actual de dotar progresivamente de más inteligencia y autonomía a las redes de distribución eléctrica, se plantea la mejora de las necesidades de los equipos de protección y medida para que puedan adaptarse, sin problema, al concepto de las Smart Grid. Para ello, se ha optado por el desarrollo de un SGTB cuyo núcleo central es un controlador programable, cRIO, que posee un juego de instrucciones, un hardware y un software optimizados para aplicaciones que requieren operaciones numéricas de muy alta velocidad. El cRIO es idóneo para el procesamiento de la información proporcionada por los sensores de tensión y corriente que conlleva unos requisitos temporales muy exigentes. El SGTB desarrollado se trata de un sistema multifuncional, en el que los parámetros de medida más significativos en régimen permanente son los valores RMS de tensión y corriente. Los valores agregados de los valores RMS de tensión y corriente permiten comprobar la calidad de suministro según la normativa de referencia. Además, el SGTB mide diferentes valores de potencia, fasores de tensión y corriente y componentes simétricas. Al trabajar con un controlador con RTOS se garantiza que la arquitectura software es independiente del procesador, del número de canales capturados y procesados y de la frecuencia de muestreo.

El SGTB diseñado hace posible el funcionamiento simultáneo de todas las funciones de protección dentro de un mismo dispositivo. Estas funciones están dedicadas a detectar cuando la amplitud de tensión o corriente exceden de ciertos límites, o se produce una variación de frecuencia. Se ha realizado el diseño de una arquitectura del SGTB que permite la ejecución en RT de los algoritmos de detección garantizando una marcación con referencia absoluta de tiempo. Los resultados inciden en una mejor respuesta para alguna de las funciones de protección basadas en los criterios de las normas IEEE std. 1159 [21], IEEE 929 [26] e IEEE Std 1547 [99]. Con el fin de establecer un vínculo con la funcionalidad de los relés de protección, se muestra en la Tabla 5-1 la relación de las funciones de relé con los ensayos realizados.

**Tabla 5-1. Resultados en relación a las funciones de un relé**

	<b>Funciones del relé</b>	<b>Función de protección</b>
27,59	Variaciones de tensión	Detección de múltiples eventos con el algoritmo rápido de detección basado en CUSUM
81	Variaciones de frecuencia	
50,51	Variaciones de corriente	
25	Sincronismo	El sincronismo de los equipos de captura cRIO es común a una referencia PTP. El error de sincronización es de 50 $\mu$ s
16	Comunicaciones	El enlace entre el equipo de captura y el equipo remoto de protección en un tiempo de transferencia de 12 ms

A continuación se detalla la propuesta de diseño final del SGTB en base a los resultados obtenidos. En el diseño final propuesto la arquitectura ejecutaría de forma simultánea cuatro lazos con tres niveles de prioridad y un quinto lazo sin prioridad para la gestión de comunicaciones. Con esta configuración se permite establecer un intercambio determinista entre lazos con buffers RT especializados. El primer lazo estaría dedicado a la captura y sería configurado con la mayor prioridad trabajando con una periodicidad de  $t_i = 10$  ms (cada medio ciclo). El segundo lazo estaría dedicado a la detección configurado el segundo nivel de prioridad trabajando con una periodicidad de



$t_2 = 2$  ms, donde se extraerían las muestras del buffer RT. Los tiempos de transferencia entre lazos siempre deben ser ajustados para que el algoritmo de detección responda en un tiempo inferior a los 2 ms. Este es el tiempo mínimo de respuesta con garantías para un proceso determinista, que garantiza la captura y detección de evento mediante algoritmos avanzados. El tercer lazo sería configurado con prioridad más baja que el segundo lazo y estaría dedicado al procesamiento de datos estacionarios de PQ ejecutándose cada 200 ms. El cuarto lazo, también se ejecutaría cada 200 ms con el tercer nivel de prioridad dedicándose a las medidas de potencia y energía. Finalmente, el quinto lazo, con la prioridad más baja, gestionaría las comunicaciones y supervisaría los tiempos de respuesta de transferencia de datos. La Figura 5-20 muestra un diagrama de la arquitectura de tiempos propuesta en el SGTB.

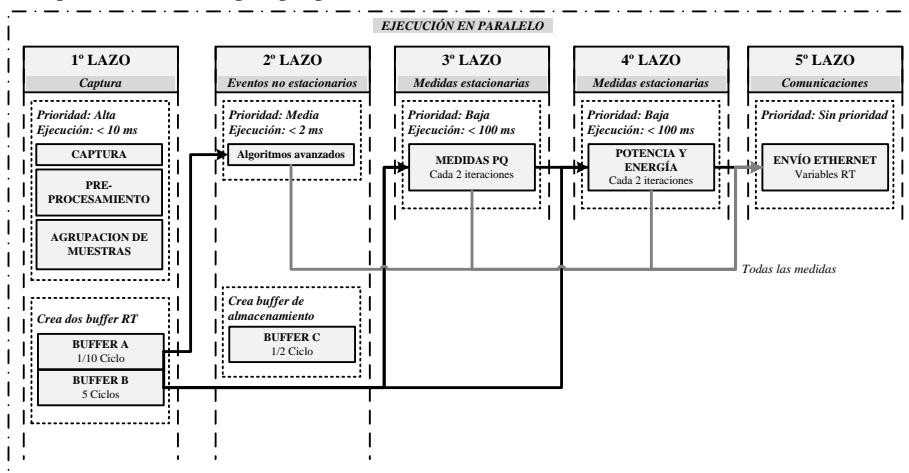


Figura 5-20. Diagrama de la arquitectura en tiempo real del SGTB.

El SGTB propuesto puede ser configurado con diferentes chasis de cRIO. La elección del chasis vendrá impuesta por las limitaciones económicas y funcionales según la aplicación. Como ya se ha comentado, es una arquitectura flexible que puede adaptarse a diferentes módulos de E/S según el chasis seleccionado.

La validación del SGTB propuesto se ha realizado:

- Controlando de forma precisa las condiciones iniciales y el tipo de régimen estacionario previo a la generación de los transitorios.
- Midiendo y anotando el grado de estabilidad alcanzado.
- Generando transitorios en el sistema fuente-carga.
- Diagnosticando la respuesta de los algoritmos mediante el análisis de todas las muestras de tensión y corriente con una correcta tasación temporal.
- Procediendo al análisis con la respuesta temporal e identificación de la bondad de los algoritmos.

En conclusión se puede afirmar que esta metodología permite evaluar la capacidad de procesamiento de distintos tipos de arquitecturas hardware ajustando los tiempos de ejecución de los lazos hasta lograr mantener a cero los buffer RT. Los ensayos han permitido evaluar la respuesta de los algoritmos en condiciones reales. Los resultados

hacen referencia al tiempo de respuesta, a la forma de onda, al estado estacionario y la sensibilidad frente a pequeñas variaciones. El tiempo de procesamiento representa la diferencia entre el instante en el que se inicia el evento y el final de detección. Este método de medida es el más coherente basándose en la unidad básica de tiempo 2 ms siempre que se garantice la ejecución de los algoritmos dentro de ese intervalo. Si no se cumple se acumula retraso y se pierden muestras procedentes de la captura.

## **5.2. Resultados de validación de algoritmos para detección de eventos**

En este apartado se irá describiendo la línea de trabajo seguida en la investigación de diferentes técnicas para detección de eventos. En concreto, se muestran los ensayos que han sido relevantes para tal fin, describiendo su desarrollo, metodología de pruebas y resultados obtenidos.

En primer lugar se muestran los resultados preliminares de la investigación en algoritmos de detección. Los primeros ensayos abarcan el estudio de los algoritmos fuera de línea para analizar su comportamiento. Una vez analizadas las técnicas propuestas y tras extraer las primeras conclusiones se propone un método de detección de eventos, el cual se ejecuta en el SGTB desarrollado. El modelo propuesto se basa en el detector de picos para desarrollar la función de un descriptor y una versión de CUSUM para la detección de eventos, junto con estadísticos de orden superior para la clasificación de los mismos. Finalmente se realiza un estudio del método propuesto en tiempo real y se analiza el grado de precisión en la detección de la transición de medidas reales.

### **5.2.1. Resultados preliminares**

#### *5.2.1.1. Detección y caracterización fuera de línea de eventos con HOS*

Los algoritmos HOS han sido previamente utilizados para la caracterización de eventos con óptimos resultados [49]–[53]. Como se ha comentado anteriormente la caracterización ocurre fuera de línea, pero debido a la adecuada respuesta de los HOS en el análisis de eventos, se considera usar los HOS para detección de eventos en tiempo real. Para tal fin los algoritmos serán ejecutados en el SGTB propuesto. Sin embargo la primera etapa consistió en generar un entorno de pruebas fuera de línea, con el objetivo de verificar que los algoritmos HOS se pueden utilizar para detectar y clasificar eventos con el entorno de pruebas propuesto.

##### *– Descripción del modelo*

En el esquema de la Figura 3-15 están identificadas las principales etapas de este método desarrollado para tal fin:

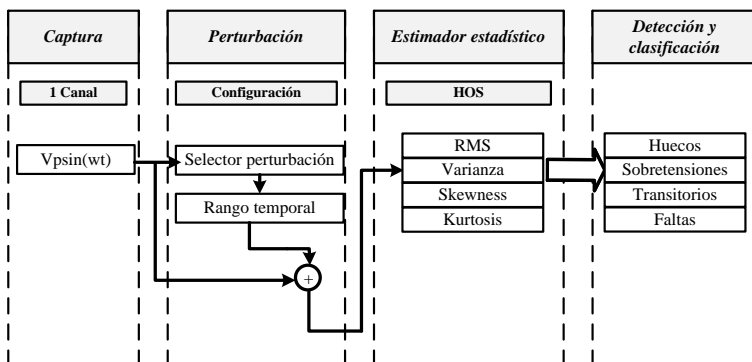


Figura 5-21. Modelo de detección y clasificación de eventos con HOS sin descriptor.

El análisis estadístico se realizó con una única señal de entrada sinusoidal a la que se añadieron eventos de tensión como huecos, sobretensiones y transitorios. El panel frontal del VI permite seleccionar qué evento va a ser aplicado a la señal, su intensidad y el intervalo respecto a su duración. Las faltas de corriente son consideradas de la misma forma por tanto no se añadieron eventos de este tipo.

La señal sinusoidal, con o sin perturbación, es tratada con los estimadores RMS, varianza, skewness y kurtosis, mostrándose su resultado de forma gráfica.

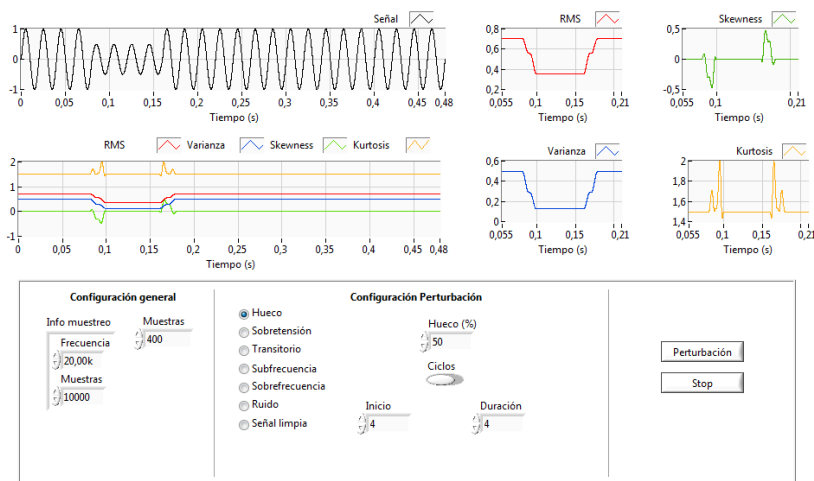


Figura 5-22. Instrumento virtual del modelo de detección y categorización de eventos con HOS sin descriptor.

La Figura 5-22 muestra un ejemplo del panel frontal completo del método. Las dos gráficas situadas arriba a la izquierda muestran la señal con el evento añadido (gráfica superior) y el resultado de aplicar los cuatro estadísticos a la señal con falta (gráfica inferior). Las cuatro gráficas situadas a la derecha muestran cómo se comporta cada estimador estadístico de forma individual.

La parte inferior del panel frontal del VI está dedicada a la configuración de muestreo de la señal y a la configuración del evento a aplicar.

- *Respuesta del modelo*

Para el análisis de los algoritmos HOS se utilizó una ventana deslizante del tamaño de un ciclo de una señal eléctrica. Esto es, como una señal eléctrica tiene una frecuencia de 50 Hz, el análisis con HOS se aplicó en la señal cada 20 ms.

El resultado de aplicar HOS a una señal sintética teóricamente debe devolver un valor constante, por tanto, cualquier variación en la señal se traducirá en un cambio de valor de la constante resultado de HOS.

Para analizar la respuesta de los HOS con una señal no estacionaria, se añadieron a la señal sintética perturbaciones que resulten en diferentes tipos de eventos. Además, la misma señal es analizada con otros métodos de detección de eventos típicamente usados, como son el RMS y la varianza. La Tabla 5-2 muestra para la magnitud, punto de comienzo y duración de cada evento producido.

**Tabla 5-2. Selección de perturbaciones en ensayo HOS.**

<b>Evento</b>	<b>Intensidad</b>	<b>Tiempo de referencia</b>	<b>Inicio</b>	<b>Duración</b>
Hueco	75%	Segundos	0,2	0,1
Sobretensión	75%	Segundos	0,2	0,1
Transitorio	Impulsivo	Segundos	0,2	0,005
	Notch	Segundos	0,21	0,005
Baja frecuencia	50%	Ciclos	8	10
Alta frecuencia	50%	Ciclos	8	10

El resultado de los métodos de detección aplicados a los eventos es mostrado en las siguientes figuras. Primero, la Figura 5-23a muestra el resultado para un hueco de tensión, mientras que la Figura 5-23b proporciona los resultados para una sobretensión. El ensayo con transitorios se muestra en la Figura 5-23c. Finalmente, frecuencia baja y frecuencia alta se muestran en la Figura 5-23d y Figura 5-23e respectivamente.

El primer paso para el análisis es observar el resultado de los estimadores cuando la señal no sufre la desviación a causa de un evento. El valor constante es 0,7 para el RMS, 0,5 para la varianza, 0 para skewness y 1,5 para kurtosis. Esta es una forma simple de observar cuando la señal es estacionaria, siendo un procesamiento suficiente para detectar eventos.

El análisis de los resultados obtenidos conlleva a establecer la relación que existe entre los eventos y la variación de la frecuencia en la señal. En los casos donde la señal mantiene la frecuencia de 50 Hz, caso de hueco y sobretensión, donde la señal conserva su forma y sólo varía su magnitud, los estimadores de segundo, tercer y cuarto orden (varianza, skewness y kurtosis) permanecen a un valor constante. Sin embargo, cuando la señal sufre una variación de frecuencia los estadísticos no generan un resultado estable, su valor de salida varía durante el evento. Por tanto estos estimadores son útiles para conocer cuando la frecuencia de la señal de entrada no se ha visto alterada.

Otra utilidad de este procedimiento es que para los eventos que no alteran la frecuencia de la señal, skewness y kurtosis generan un valor constante. En el caso de hueco y sobretensión, donde la señal conserva su forma y sólo varía su amplitud, los valores de skewness y kurtosis permanecen a 0 y a 1,5 respectivamente. Pero el RMS y la varianza cambiarán su valor constante, dependiendo de la amplitud. Por tanto, los métodos tradicionales RMS y varianza, son útiles para la detección y caracterización de falta en caso de huecos y sobretensión. Como resultado de análisis de eventos con RMS y varianza, se determina que a frecuencia constante, cuando la magnitud resultado

supera un límite inferior se detecta un hueco y si supera un límite superior se detecta una sobretensión. Pero las faltas que sufre una señal eléctrica suelen provocar una variación en su forma y simetría. Por tanto, cobra sentido el uso de los estimadores skewness y kurtosis para monitorizar el comportamiento de la señal. Debido a que el valor resultado del estimador kurtosis varía según la forma de la señal y del estimador skewness informa sobre la simetría de la señal, generando un valor distinto de cero cuando la señal cambia.

En este ensayo se demuestra que una variación del RMS, del valor en el parámetro estadístico resultado de la varianza y de los HOS son indicativos de la ocurrencia de un evento. Con los HOS el evento puede ser detectado y caracterizado, ya que cuando la señal no ve alterada su forma, skewness y kurtosis no varían; mientras que la intensidad del evento puede conocerse por RMS o la varianza. Por tanto los HOS son muy apropiados para determinar la ocurrencia de un evento.

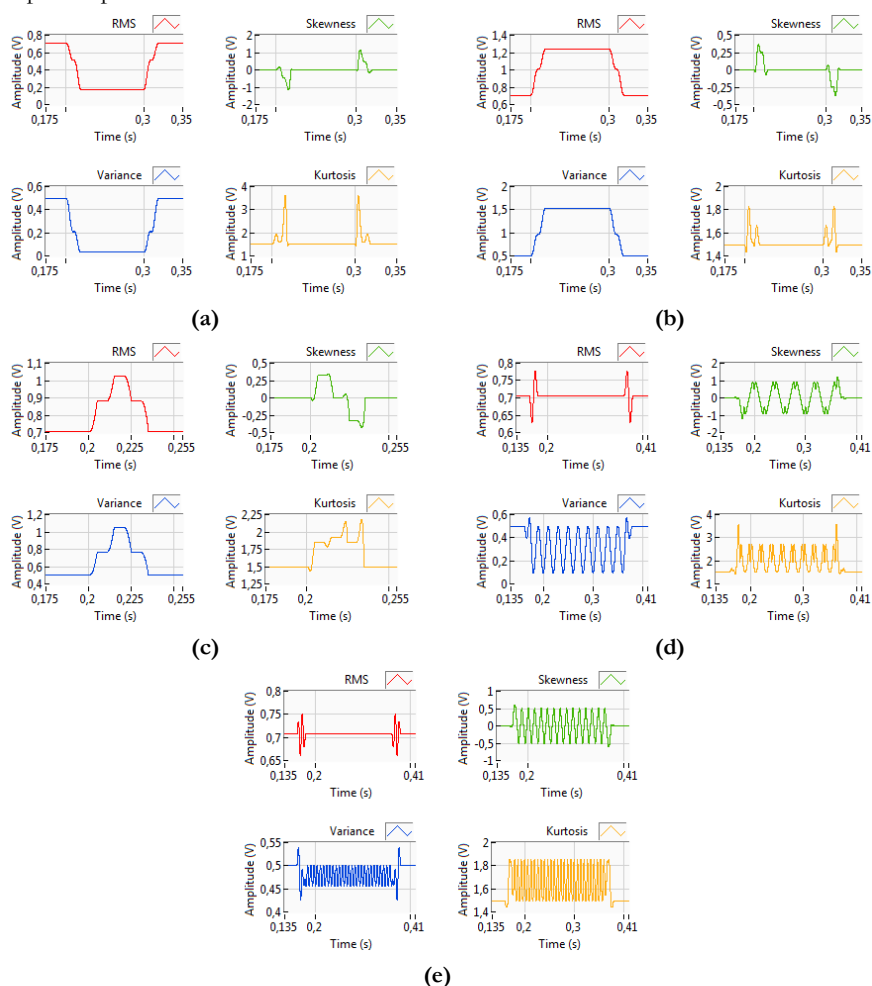


Figura 5-23. Análisis de eventos con RMS, varianza y HOS.

### 5.2.1.2. Detección y caracterización fuera de línea de eventos con HOS a partir del descriptor de la transformada de Clarke

El siguiente paso seguido fue analizar el uso de un descriptor como generador de residuos para el análisis con HOS.

- Descripción del modelo

El método utilizado para ello es la transformada de Clarke. La Figura 5-24 representa un diagrama de bloques que indica el flujo de procesamiento de la metodología planteada. La nueva versión del modelo utiliza una señal trifásica. En esta ocasión los estimadores estadísticos son aplicados al valor DC constante resultado de la transformada de Clarke.

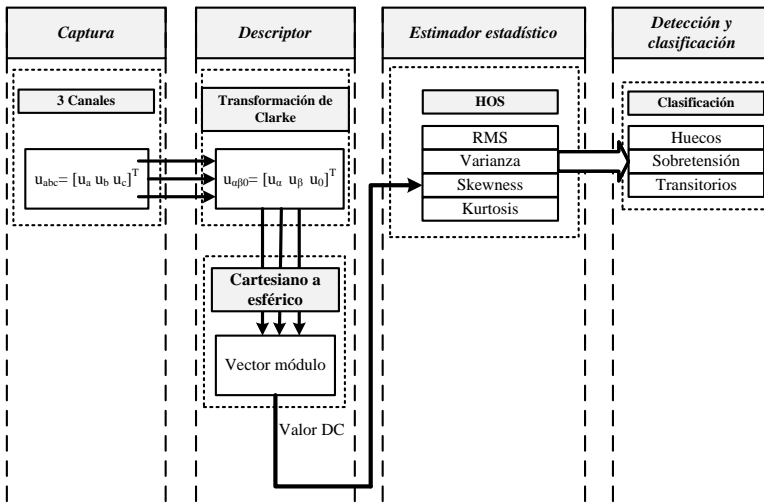
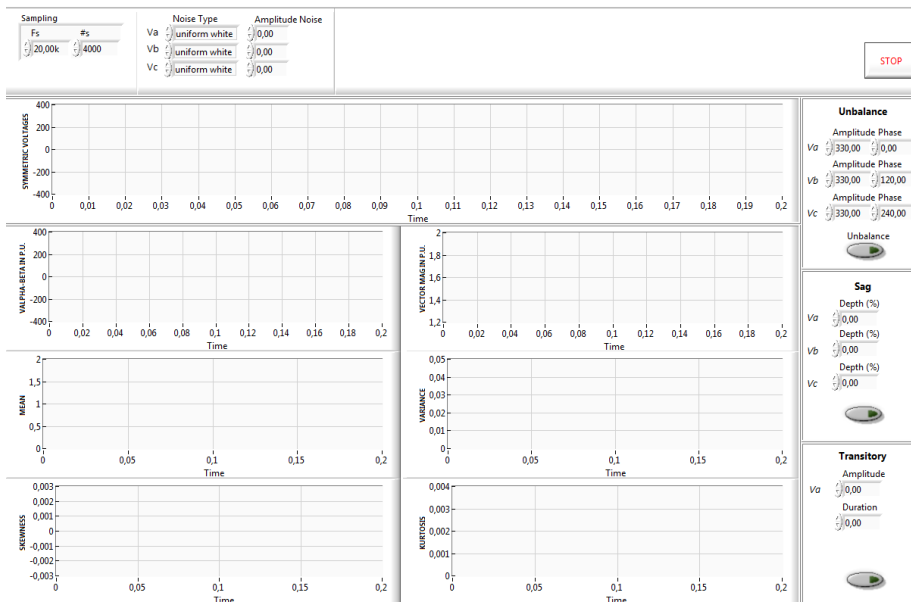


Figura 5-24. Modelo de detección y categorización de eventos con HOS a partir del descriptor de la transformada de Clarke.

La Figura 5-25 muestra el panel frontal completo del método. La gráfica superior mostrará la señal trifásica con el evento añadido. Las gráficas ubicadas en la segunda fila alojarán los resultados de utilizar la transformada de Clarke. Las gráficas de la tercera fila están configuradas para visualizar los resultados de los estimadores estadísticos clásicos, RMS y varianza. La última fila mostrará los resultados de los estimadores HOS, skewness y kurtosis. La parte superior del panel frontal del VI está dedicada a la configuración de muestreo de la señal y la parte derecha está dedicada a la configuración del evento a aplicar.



**Figura 5-25.** Instrumento virtual del modelo de detección y categorización de eventos con HOS a partir del descriptor de la transformada de Clarke.

– *Respuesta del modelo*

Con este método si los parámetros trifásicos están equilibrados el valor del vector resultado de la transformación es un valor DC constante. En este ensayo, los modelos tradicionales de detección, RMS y varianza, y los HOS son utilizados para analizar el vector generado.

Al igual que en el ensayo anterior se desarrolla un VI para generar un entorno de pruebas. Se construye un generador de señal trifásica en el que es configurable la frecuencia de muestreo y el número de muestras a utilizar. Asimismo, para cada una de las fases de la señal trifásica se puede añadir ruido blanco, gaussiano o periódico. Para este análisis se han considerado tres tipos de eventos, desequilibrio, hueco y transitorio. En el caso del desequilibrio se puede integrar en el VI unos controles que permiten para cada fase variar la amplitud y aplicar un desfase. En el caso del hueco, el inicio del evento y duración del mismo se ha establecido de forma fija. La profundidad del hueco en cada una de las fases sí es configurable desde el panel frontal del VI (en forma de porcentaje). Para el estudio del transitorio únicamente se ha incluido la posibilidad de generarlo en una fase, pudiéndose configurar la amplitud del transitorio y su duración.

Una vez configurado y generado el evento, se realiza la transformada de Clarke a la señal trifásica alterada y los estimadores estadísticos son aplicados al valor DC constante resultado de la transformada de Clarke. Para el análisis de los algoritmos HOS se utilizó una ventana deslizante de 20 ms.

Para este ensayo se añadieron a la señal trifásica multitud de configuraciones de perturbaciones a través del panel frontal del VI. Durante el ensayo del método se observó que si los parámetros trifásicos están en equilibrio, el valor de los resultados de la transformación de Clarke son valores constantes instantáneos. Por lo tanto, el tiempo de respuesta es mucho más rápido que otros métodos tales como RMS. Sin embargo,

para un evento desequilibrado, en la salida de la transformación se agrega una señal alterna sobre el valor DC, cuya frecuencia es el doble de la fundamental. Esto supone un inconveniente en el uso de este método.

La Figura 5-26 muestra un ejemplo de evento desequilibrado, como respuesta a un hueco en una de las fases de un sistema trifásico. Para eliminar la componente rizada se debería aplicar un filtro, lo que conlleva un retraso en el tiempo de respuesta en la detección de eventos. Esto provocó la búsqueda de otras alternativas.

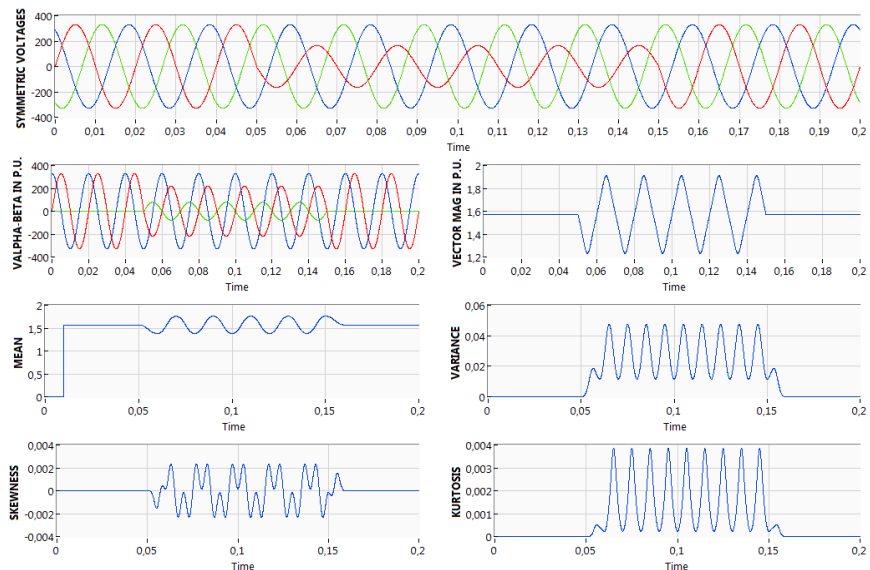


Figura 5-26. Análisis de frecuencia baja con HOS.

### 5.2.1.3. Detección y caracterización fuera de línea de eventos con CUSUM y HOS a partir del descriptor de detección de picos

Como se había comprobado en los ensayos anteriores que los HOS no son válidos para una caracterización completa de señales que sufren variación de frecuencia, en este ensayo se pretende encontrar un método que permita una caracterización completa de un evento sea cual sea su topología. Con el objetivo de buscar un método que pueda detectar y caracterizar cualquier evento y que en el caso de eventos que no sufran variación de frecuencia, sea más rápido en la detección que los modelos tradicionales.

#### – Descripción del modelo

La solución adoptada como alternativa a la transformada de Clarke fue utilizar el método de detección de picos como descriptor de onda, cuyo resultado será tratado por los métodos CUSUM y HOS.

Al igual que en el caso anterior, el primer paso para el desarrollo de este método fue el estudio del método CUSUM. Para ello primero se realizó un análisis de cada una de las versiones de CUSUM aportadas por Montgomery [87], se desarrollaron los algoritmos con VIs y se estudiaron sus resultados. Tras esta fase de experimentos se determinó que el modelo de CUSUM más óptimo para la detección de faltas en sistemas eléctricos era el denominado CUSUM tabular o algorítmico para la monitorización de la



media del proceso. Asimismo, para la categorización de dichos eventos se utilizaron HOS (skewness y kurtosis) a partir de los resultados obtenidos en el detector de picos. La Figura 5-27 representa el diagrama de flujo de esta metodología.

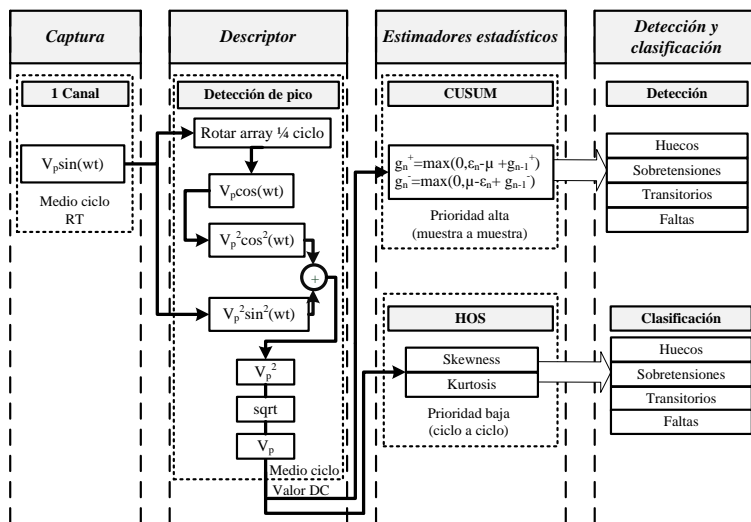


Figura 5-27. Modelo de detección y categorización de eventos con cusum y HOS a partir del descriptor de detección de picos.

En este método se utiliza una señal sinusoidal monofásica. Para utilizar el detector de picos (véase Figura 3-7) es necesario tener disponible el seno y el coseno de la señal. Como se parte de una señal sinusoidal, se consigue el coseno aplicando trigonometría, desfasando la señal mediante procesamiento digital  $90^\circ$  ( $\pi/2$  radianes). Ambas componentes se elevan al cuadrado y se suman para conseguir el valor de la magnitud al cuadrado. A partir de ahí se obtiene el vector magnitud, al que se le aplica el estimador estadístico CUSUM para la detección de eventos y los estimadores estadísticos HOS para la clasificación de los mismos.

Para el análisis con CUSUM se adopta el siguiente criterio para la detección de faltas, la media idónea para el proceso es  $\mu_0$  es igual a cero y por tanto no se tiene en cuenta la desviación estándar  $\sigma$  (Standard Deviation, STD). Asimismo, el parámetro de referencia  $K$  también es iniciado a cero. Por tanto para detectar eventos se deben observar las desviaciones respecto a cero en CUSUM porque son producidas por cambios en la forma pura de la señal sinusoidal. Por tanto el umbral de detección  $\lambda$  es configurado como cero.

#### - Respuesta del modelo

Para realizar este análisis estadístico se parte de un VI con una única señal de entrada a la que se añadieron eventos de tensión como huecos, sobretensiones y transitorios. Las siguientes figuras muestran la detección de pico, CUSUM, skewness y kurtosis para estos eventos. Primero, la Figura 5-28 muestra los resultados de un hueco mientras que la Figura 5-29 proporciona los resultados para una sobretensión. Finalmente los resultados para un transitorio son mostrados en la Figura 5-30. Para cada figura se muestran cuatro gráficas, la superior izquierda muestra la señal tratada (color azul) y resultado del detector de picos (señal roja). La superior derecha muestra el resultado

CUSUM, diferenciando el CUSUM de lado positivo  $g_n^+$  (color azul) y del CUSUM del lado negativo  $g_n^-$  (color rojo). Las gráficas inferiores muestran el resultado de los HOS, skewness a la izquierda y kurtosis a la derecha.

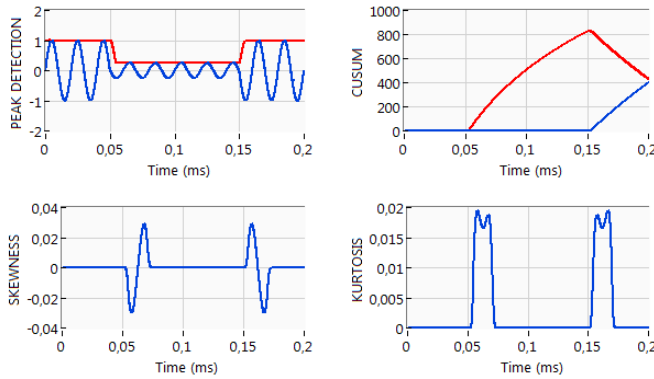


Figura 5-28. Análisis estadístico de un hueco con descriptor detección de picos.

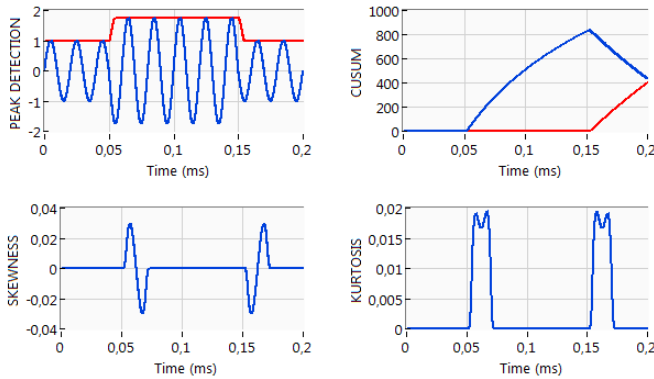


Figura 5-29. Análisis estadístico de una sobretensión con descriptor detección de picos.

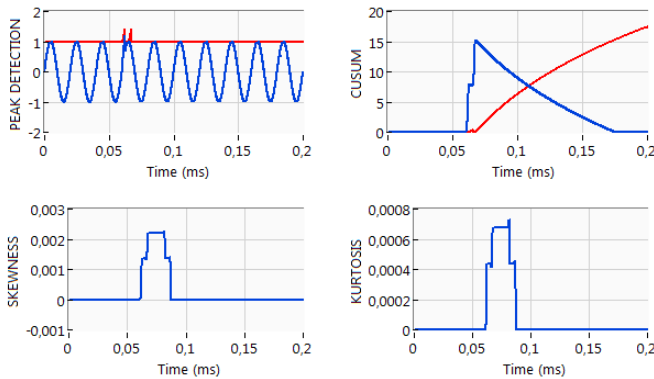


Figura 5-30. Análisis estadístico de un transitorio con descriptor detección de picos.

La interpretación de los gráficos CUSUM es como sigue. Un fragmento puro de la señal puede ser identificado por el valor cero, valor asociado a una señal estacionaria.

Los cambios en la amplitud de la señal, cuando deja de ser estacionaria, se identifican por el incremento de la variable que acumula positivos  $g_n^+$  o por la variable que acumula negativos  $g_n^-$ . Las pruebas indican que si la amplitud sobrepasa la tensión nominal,  $g_n^+$  incrementa, y si la amplitud se sitúa por debajo del valor nominal,  $g_n^-$  es el estadístico que incrementa. El análisis de estos dos estadísticos informa sobre la duración del evento. La duración del evento también puede ser detectada cuando el estadístico que estaba incrementándose tiende a recuperar el estado de normalidad, empezando a realizar decrementos. Además en el caso de variaciones rápidas de tensión (prueba con transitorios), los valores CUSUM son más pequeños comparados con otras variaciones como huecos y sobretensiones. Así este método, se puede utilizar como estrategia para discriminar eventos utilizando métodos de detección basado en umbrales. Además, en el caso de transitorios, ambos lados positivo y negativo incrementan en el instante de ocurrencia del evento, mientras que para los eventos de larga duración sólo aumenta el lado positivo o negativo. En consecuencia, esta es otra manera de discriminar eventos.

Atendiendo al método HOS, los eventos pueden ser categorizados. En el caso de utilizarlos a partir del detector de picos, tanto skewness como kurtosis generan un valor igual a cero cuando la señal no sufre variaciones. Los gráficos skewness muestran que si la amplitud disminuye, el valor skewness toma valores negativos en primer lugar y valores positivos en segundo lugar. Por otro lado, si la amplitud aumenta, el valor skewness toma valores positivos en primer lugar y valores negativos en segundo lugar. Además la forma de la señal puede ser también caracterizada por el valor de kurtosis. Por ejemplo, en los casos de hueco y sobretensión los valores de kurtosis son similares, pero hay una diferencia mínima en el pico de la señal de kurtosis. Aunque en los dos casos hay dos nódulos en el pico de la señal, en el caso de hueco el primer nódulo es más grande que el segundo, como se muestra en la Figura 5-28, mientras que en el caso sobretensión el segundo nódulo es el más grande, como se muestra en la Figura 5-29. Podemos determinar un transitorio impulsivo cuando hay picos en el mismo lugar de las gráficas skewness y kurtosis, y ninguno de ellos está fuera de los límites de operación normales, Figura 5-30.

### 5.2.2. Detección de eventos en tiempo real

Una vez demostrado que utilizando como descriptor de onda el detector de picos y como estimadores estadísticos los métodos CUSUM y HOS se puede detectar y caracterizar distintos tipos de eventos fuera de línea, el siguiente objetivo es analizar la eficacia del modelo propuesto en tiempo real.

Para el análisis con CUSUM se adopta el mismo criterio que en el ensayo anterior. Esto es, la media idónea para el proceso es  $\mu_0$ , el parámetro de referencia  $K$  y el umbral de detección  $\lambda$  iguales a cero.

A partir del modelo propuesto y con la arquitectura software desarrollada se consigue un SGTB en tiempo real. La arquitectura software es independiente del procesador, del número de canales capturados y procesados y de la frecuencia de muestreo. En este marco de trabajo se consigue almacenar y procesar las muestras con una ventana deslizante de medio ciclo y con un refresco cada 1/10 de ciclo. Se configura la aplicación para que se realice un intercambio determinista entre los lazos con buffer en tiempo real especializados.

A continuación se muestra el resultado del ensayo del modelo en condiciones reales para diferentes tipos de eventos que han sido generados en la fuente mediante programación. En la generación también se genera ruido gaussiano para analizar el comportamiento del modelo frente a esta situación y es anulado posteriormente, lo que permite comparar la respuesta del modelo frente a estas dos situaciones, con y sin ruido.

Las siguientes figuras muestran el resultado del modelo durante el ensayo donde se han programado subidas y bajadas de tensión. Las gráficas son las capturadas por la herramienta DIAdem, la primera figura (Figura 5-31) muestra el resultado completo del ensayo. Las gráficas posteriores son partes fragmentadas de la primera a las que se les ha realizado un zoom para su mejor análisis. Para todas las figuras los datos resultantes de los distintos métodos son representados en la misma posición: la gráfica de la primera fila muestra la señal muestreada y el resultado del método de detección de picos; la segunda fila muestra el resultado de CUSUM; la tercera fila muestra el resultado de skewness; la cuarta fila muestra el resultado de kurtosis. La segunda, tercera y cuarta fila se dividen en dos columnas, la primera muestra la detección de inicio de evento y la segunda muestra la detección de fin de evento.

La Figura 5-32a muestra la respuesta del modelo frente a un hueco en presencia de ruido. Recordemos que la norma [23] define el hueco de tensión de la alimentación como la caída brusca de la tensión de la alimentación a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión seguida del restablecimiento de la misma después de un corto lapso de tiempo. Como se observa en la gráfica superior de la Figura 5-32a se produce un hueco de tensión con una profundidad del 50% durante 70 ms. Para CUSUM, skewness y kurtosis el fragmento puro de la señal puede ser identificado por el valor cero asociado a una señal limpia. En la gráfica izquierda de CUSUM se detecta el inicio del hueco, en el instante 1,475 s la línea verde que representa la variable que acumula negativos  $g_n^-$  incrementa de valor hasta que la señal vuelve a ser estable y la variable se inicia a cero, instante 1,48 s. En la gráfica derecha de CUSUM se detecta el fin del hueco, en el instante 1,585 s la línea roja que representa la variable que acumula positivos  $g_n^+$  incrementa de valor, hasta que la señal vuelve a ser estable y se inicia a cero, instante 1,59 s. El gráfico de la izquierda de skewness muestra que el valor skewness toma valores negativos en primer lugar y valores positivos en segundo lugar, este fenómeno se comprobó en ensayos anteriores que era característico de la disminución de amplitud en la señal. Esto ocurre en el mismo instante que CUSUM, 1,475 s. El gráfico de la derecha de skewness muestra que el valor skewness toma valores positivos en primer lugar y valores negativos en segundo lugar, este fenómeno se comprobó en que era característico de aumento de amplitud en la señal. Al igual que antes, ocurre en el mismo instante que CUSUM, 1,585 s. En el análisis fuera de línea se determinó que aunque en los casos de hueco y sobretensión los valores de kurtosis son similares, existía una diferencia mínima en el pico de la señal de la señal. Se llegó a la conclusión de que aunque en los dos casos hay dos nódulos en el pico de la señal, en el caso de hueco el primer nódulo es más grande que el segundo, mientras que en el caso sobretensión el segundo nódulo es el más grande. En la detección de hueco en tiempo real, la diferencia de amplitud de los nódulos es imperceptible.

La Figura 5-32b muestra la respuesta del modelo frente a una sobretensión en presencia de ruido. En la gráfica izquierda de CUSUM se detecta el inicio de la sobretensión, en el instante 2,525 s la línea roja que representa la variable que acumula positivos  $g_n^+$  incrementa de valor, hasta que la señal vuelve a ser estable y la variable se inicia a cero, instante 2,53 s. En la gráfica derecha de CUSUM se detecta el fin de la

sobretensión, en el instante 2,735 s la línea verde que representa la variable que acumula positivos  $g_i$  incrementa de valor, hasta que la señal vuelve a ser estable y se inicia a cero, instante 2,74 s. El gráfico de la izquierda de skewness muestra que el valor skewness toma valores positivos en primer lugar y valores negativos en segundo lugar, representativo de aumento en la amplitud de la señal y el gráfico de la derecha de skewness muestra que el valor skewness toma los valores representativos cuando se produce disminución de amplitud en la señal. En este caso la diferencia de valor de los nodos de kurtosis en la estampación del evento vuelve a ser inapreciable. Los tres métodos, CUSUM, skewness y kurtosis generan la misma estampación de tiempos en la detección de inicio y fin del evento.

La Figura 5-33 muestra el mismo tipo de ensayo pero con una señal limpia, sin ruido. Como se puede, observar la respuesta que ofrece al modelo frente a los eventos es similar.

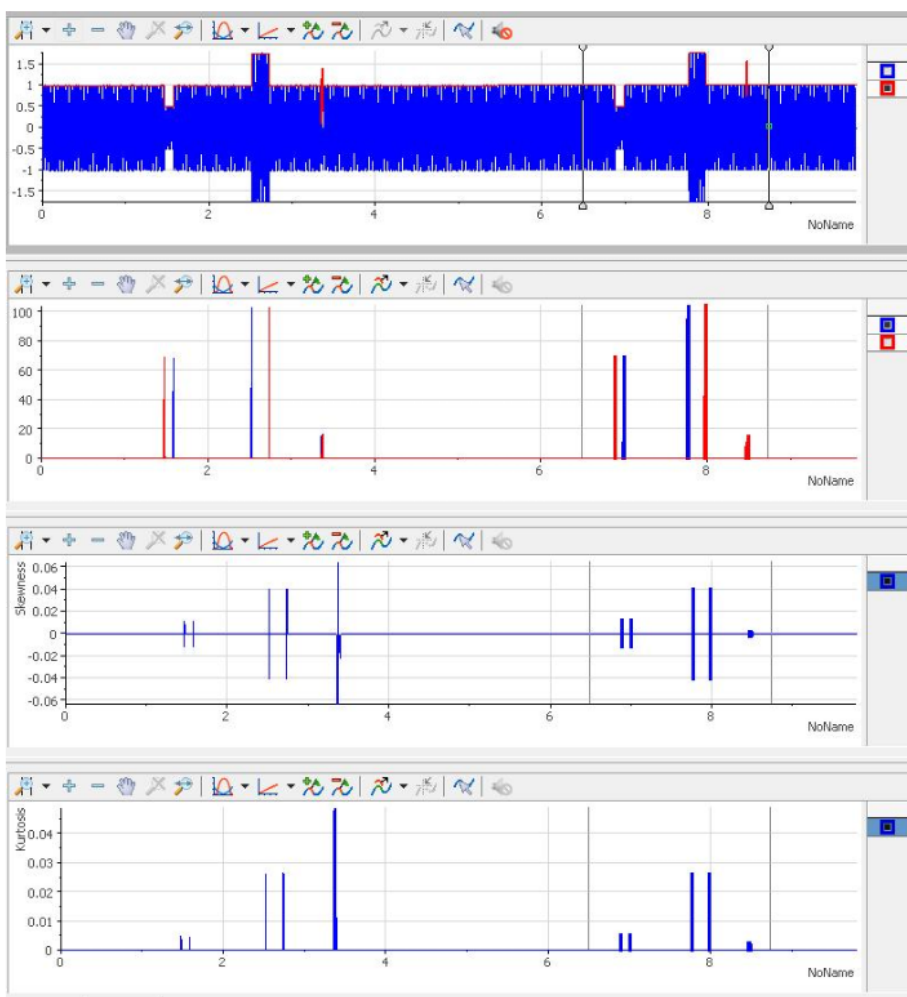


Figura 5-31. Visualización de los datos del ensayo completo en DIAdem.

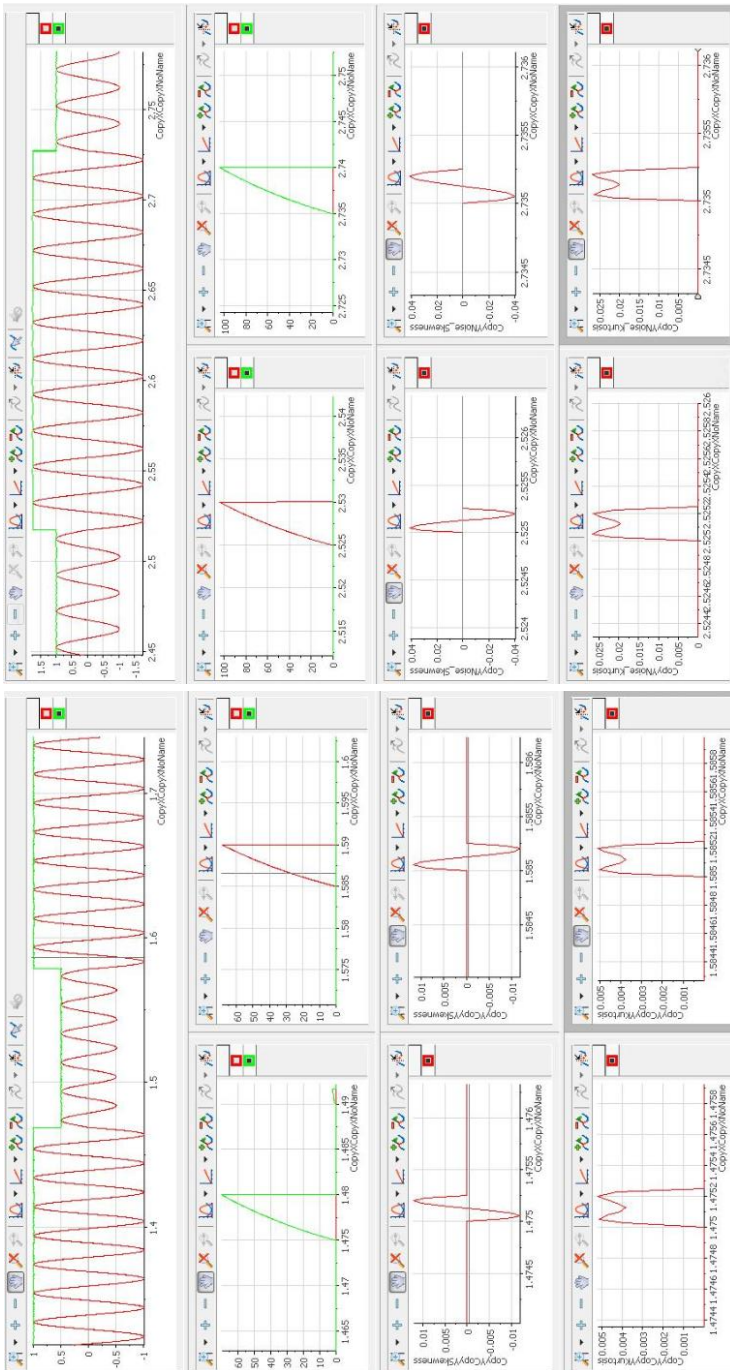
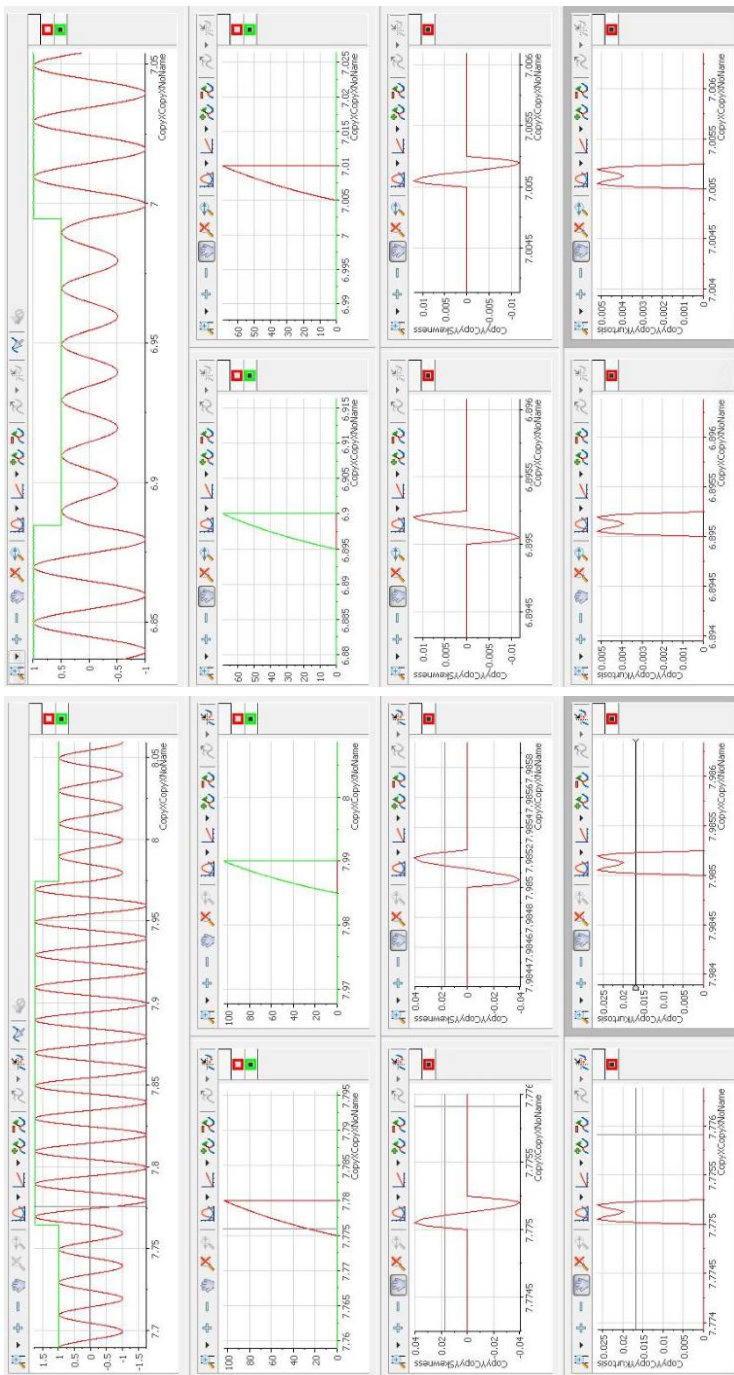


Figura 5-32: Visualización en DIAdem de un evento con ruido: (a) hueco; (b) sobretensión.



(a)

(b)

Figura 5-33. Visualización en DIAdem de un evento sin ruido: (a) hueco; (b) sobretensión.

Los resultados hacen referencia al tiempo de respuesta y a la forma de onda. Se destacan los siguientes resultados:

- Todos los algoritmos bajo test evolucionan con una forma de onda muy característica en base al tipo de evento: huecos y sobretensiones. La forma de onda facilita la labor de identificación y posterior clasificación. Además estos algoritmos responden de una forma muy eficiente en presencia de ruido con distribución gaussiana.
- El algoritmo CUSUM percibe en un tiempo inferior al medio ciclo la presencia de huecos y sobretensiones. Por lo que supone un método de detección rápido para la detección de este tipo eventos.
- El algoritmo de skewness permite determinar de forma inmediata si se trata de una subida o una bajada de la señal. Cuando el evento se inicia con una subida la respuesta crece hasta un máximo y luego decrece hasta un mínimo de la función. Con una bajada el comportamiento es totalmente opuesto.
- Tanto el algoritmo skewness como el kurtosis detectan un nuevo régimen durante el tiempo que permanece en la zona de transición hasta la finalización del estado transitorio.

El análisis de cada uno de los estimadores empleados permite reconocer en cada momento el estado de la señal sin acudir al análisis de otros parámetros que obliguen a aumentar la carga computacional. El sistema puede quedarse en estado de espera hasta la aparición de otro evento o puede contar el tiempo que transcurre entre eventos. En definitiva este modelo puede establecer las bases para poder aplicar el método FDI en tiempo real.

### 5.2.3. Detección de eventos con medidas reales del sistema de distribución

Para el ensayo presentado en este apartado se dispone de una amplia batería de medidas reales. Se tratan de medidas de campo realizadas en redes de distribución eléctrica de distintas localizaciones del norte de Europa. La respuesta del detector de picos al analizar los ficheros disponibles genera, en el procesamiento de CUSUM y HOS, un elevado índice de falsas alarmas en la detección de eventos. Por ello es necesario analizar el rendimiento del modelo diseñado con otras técnicas.

Pese a la correcta detección de faltas cuando se añadía ruido a la señal sintética, al hacer uso de medidas reales, la configuración del umbral de detección a cero no es viable debido a que la señal eléctrica no es tan perfecta como una señal sintética. Es por ello que se determina cambiar el método de generación de residuos usado anteriormente. En la etapa de generación de residuos se analizó el método de detección de picos frente a la derivada y diferentes configuraciones de filtros, siendo el filtro Butterworth el que mejor respuesta ofrecía.

Para la etapa de procesamiento de DP se comparó el método CUSUM con otros estimadores usados recientemente, como son el error cuadrático medio (*Mean Square Error*, MSE), un estimador de energía (*Teager Energy Operator*, TEO) y los HOS skewness y kurtosis. En todos los casos el tiempo de detección marcado por CUSUM era más preciso en la transición evaluada. Por esta razón y destacando que los HOS parecen más adecuados para la caracterización y clasificación, se optó por elegir el algoritmo CUSUM como estimador estadístico para detectar eventos en el diseño del modelo.



### 5.2.3.1. Metodología de pruebas para el modelo

En la Figura 5-34 se muestra el diagrama de flujo del algoritmo propuesto para detectar las transiciones de señales trifásicas con perturbaciones. En el diagrama, la señal de entrada es una perturbación trifásica. En el bloque de generación de residuos, los residuos de cada fase se obtienen después de filtrar las tres señales de entrada. A continuación, se modelan los residuos con CUSUM para calcular el DP de cada fase. Finalmente, el bloque de decisión lógica registra los instantes donde el DP supera un determinado umbral.

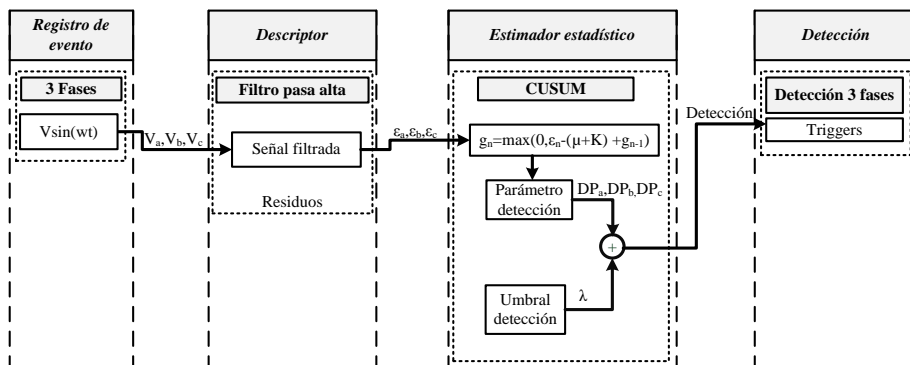


Figura 5-34. Diagrama de flujo del algoritmo propuesto para la detección rápida de eventos.

En este ensayo el DP propuesto para detectar eventos se basa únicamente en el estimador estadístico CUSUM que detecta incrementos en la media de los residuos, el cual venía dado por la ecuación (19). En dicho estimador, los parámetros de configuración se inician de la siguiente manera: el parámetro  $\mu_0$  se calcula como la media de las muestras hasta el instante actual y el parámetro  $K$  se configura como 0.5 veces la desviación estándar  $\sigma$  de la señal filtrada. Se recuerda que  $K$  es el llamado valor de referencia y se inicia con un valor que permita la detección temprana del evento (ecuación (21)), que suele ser la mitad de la diferencia entre el valor considerado correcto  $\mu_0$  y el valor de la media en el que se considera el proceso fuera de control  $\mu_1$ . Para la detección de las transiciones implicadas en los eventos analizados se considera  $\mu_0 = 0$  y  $\mu_1 = 1$ .

$$K = \frac{|\mu_1 - \mu_0|}{2} = \frac{|1 - 0|}{2} = 0,5 \quad (30)$$

En los resultados preliminares obtenidos con señales sintéticas, las desviaciones de cero de DP se consideraban como una señal de detección de transición. Sin embargo, con los eventos registrados, si el umbral de detección  $\lambda$  se fija a cero se produce un alto índice de error de falsas alarmas. El cálculo del umbral que evite falsas alarmas se ha hecho en base al estudio de una batería de eventos registrados, en concreto, se analizaron 127 medidas de eventos. Este análisis comenzó con el filtrado de las señales de los eventos. Posteriormente, se utilizó el algoritmo CUSUM para obtener el DP de cada serie residual. Finalmente los DPs de todas las medidas se analizaron a través de la Función de Densidad de Probabilidad (*Probability Density Function*, PDF).

Como se puede observar en la Figura 5-35 el valor más bajo de DP es cero. Si se fija el valor a este valor crítico de DP la probabilidad de detección sería máxima, sin

embargo se incrementaría el número de falsas alarmas. Esto se debe a las perturbaciones inherentes en las medidas reales, que distorsionan la onda haciendo que se desvíe de la sinusoidal. Para evitar este problema y diseñar un algoritmo de detección robusto, se determina fijar un umbral ligeramente mayor que cero. De modo que 0,05 es el valor final fijado para establecer cuando el DP no está en los límites de operación normal, es decir que el valor del umbral de detección es  $\lambda = 0,05$ .

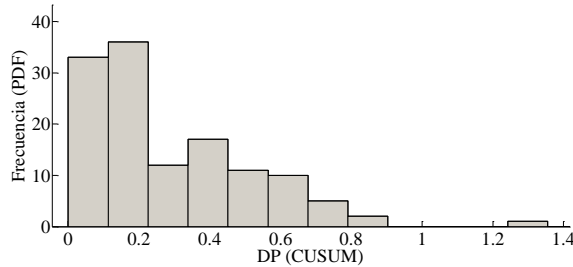


Figura 5-35. Resultado de diseñar el umbral de detección analizando 127 medidas reales.

CUSUM presenta la ventaja de reducir el efecto de la ventana de análisis y calcular el instante exacto de ocurrencia de las transiciones de un evento. Para ello se utiliza un contador adicional  $N$ , que indica el número de veces consecutivas que  $g_n$  tiene un valor distinto de cero. Por tanto, se puede utilizar para detectar el cambio entre la parte estacionaria y no estacionaria de una señal. Es un error considerar que un valor mayor que cero del parámetro  $N$  lleve implícito una transición debida a una falta, puesto que el incremento de  $N$  se puede deber a pequeñas fluctuaciones de la señal.

El método adecuado para detectar el tiempo de inicio de la transición de un evento, denominado  $S$ , se basa en tomar como referencia el instante de detección de la transición  $T$  dado en la ecuación (22) y restarle el contador  $N$ , como muestra la ecuación (31). De modo, el contador  $N$  se usa para estimar el tiempo transcurrido entre la ocurrencia de la transición  $S$  y el instante de detección  $T$ , es decir el retardo de la ventana de análisis. La Figura 5-36 muestra una figura ilustrativa de esta metodología.

$$S = T - N \tag{31}$$

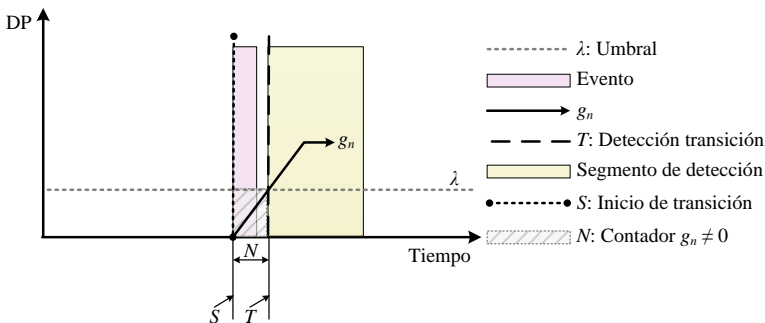
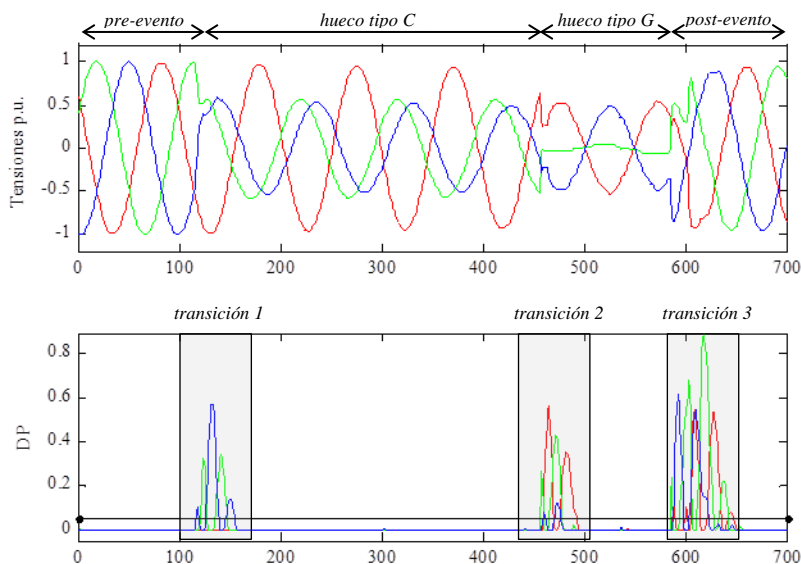


Figura 5-36. Ejemplo de detección avanzada de un evento con CUSUM.

### 5.2.3.2. Respuesta del modelo

Con el fin de validar el detector, se presentan a continuación algunos resultados de analizar eventos. Los ejes horizontales de las señales de esta sección muestran el tiempo en muestras (donde cada ciclo contiene 96 muestras o 20 ms, dado que el evento evaluado fue registrado con una frecuencia de muestreo de 4800 Hz y en un sistema de potencia de 50 Hz). Para todas las figuras mostradas, las tensiones, parámetros de detección y valores RMS de las fases ABC, se representan por líneas rojas para la fase A, verdes para la fase B y azules para la fase C. El umbral de detección fijado a un valor 0,05 se representa por una línea negra horizontal.

Con este ensayo se pretende analizar la eficacia del algoritmo CUSUM para detectar las transiciones involucradas en un hueco multi-estado. La gráfica superior de la Figura 5-37 corresponde al registro del hueco analizado. En esta gráfica se observa cómo el hueco evoluciona de estado desde el inicio de su registro, primero hay un hueco tipo C que posteriormente evoluciona a un hueco tipo G. La gráfica inferior de la Figura 5-37 muestra los DPs calculados con el algoritmo CUSUM, usando los residuos de las señales filtradas. En esta gráfica se observan tres áreas de detección, que corresponden a las transiciones entre estados del evento.



**Figura 5-37. Análisis de un hueco de multi-estado (de gráfica superior a inferior): tensiones; DPs.**

La Figura 5-38, Figura 5-39 y Figura 5-40 muestran como el método propuesto detecta cada una de las tres transiciones del evento. Muestran la región de la transición 1, de la transición 2 y de la transición 3 respectivamente. Para cada transición se visualizan los DPs de cada fase en gráficas individuales. La línea vertical discontinua marca el instante  $T$ , el primer instante en que DP supera el umbral de detección  $\lambda$ , y la línea vertical continua muestra el cálculo del inicio de transición  $S$ .

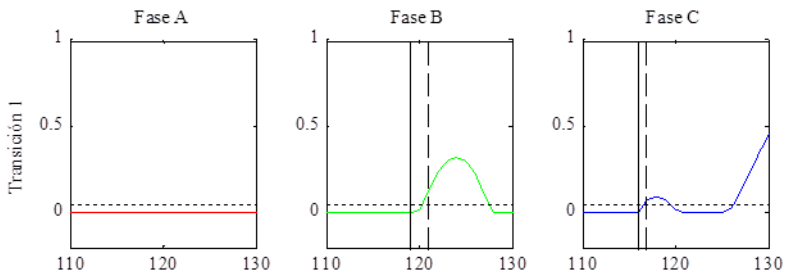


Figura 5-38. Detalle por fase de la detección de la primera transición del hueco multi-estado analizado.

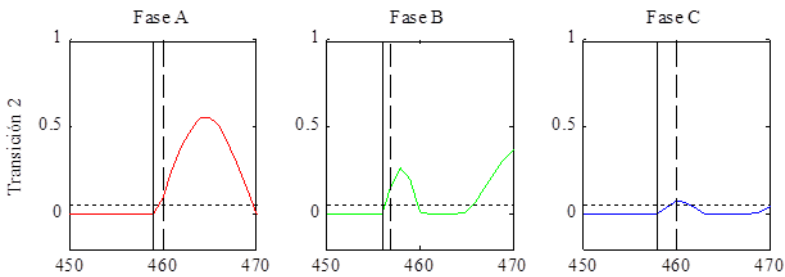


Figura 5-39. Detalle por fase de la detección de la segunda transición del hueco multi-estado analizado.

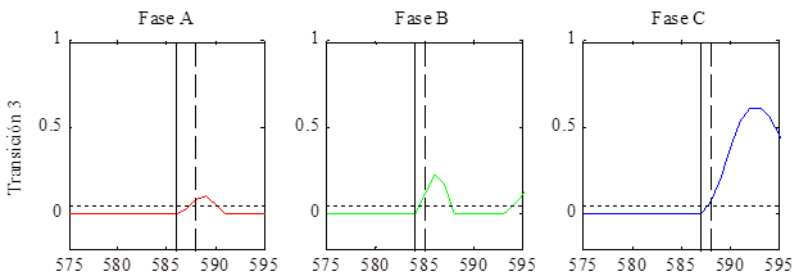


Figura 5-40. Detalle por fase de la detección de la tercera transición del hueco multi-estado analizado.

La Tabla 5-3 muestra los instantes de detección para cada región de transición del hueco analizado ( $T$  y  $S$ ). Dichos instantes son representados por el número de muestra asociado a ellos. La muestra final de detección para cada región se escoge como el valor mínimo calculado para cada fase,  $S = \min(S_a, S_b, S_c)$  y se indica en la tabla resaltada con un cuadrado.

Tabla 5-3. Instantes de detección de las transiciones del hueco analizado.

Evento	Fase	Transición 1		Transición 2		Transición 3	
		T	S	T	S	T	S
Hueco	A	-	-	459	458	587	585
	B	121	119	456	455	584	583
	C	117	116	459	457	587	586

Los resultados de la Tabla 5-3 indican que las transiciones se producen en las muestras 116, 455 y 583, para el primer, segundo y tercer estado del hueco respectivamente. La Figura 5-41 muestra la forma de onda original y los valores RMS de las señales, incluyendo los instantes finales de detección para cada región de transición. Las dos gráficas muestran el grado de aproximación de la detección del evento con la transición de la región estacionaria a la región no estacionaria de la señal.

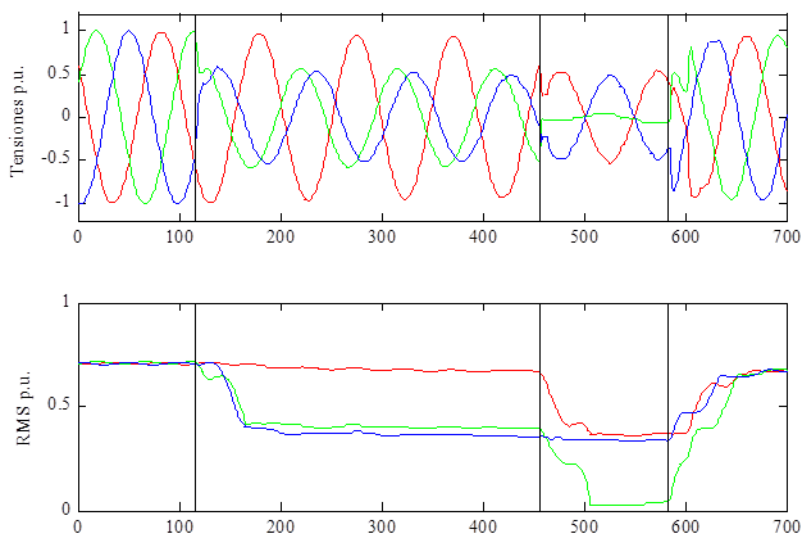


Figura 5-41. Análisis del hueco de varios estados analizado (de gráfica superior a inferior): tensiones con los instantes de detección; RMS con los instantes de detección.

El algoritmo basado en CUSUM incrementa la información obtenida con una precisa datación temporal y estimación de la posición, identificando con claridad cada uno de los eventos evitando falsas alarmas.

El artículo “*Grid-Tied Smart Inverter Safety Functionality: Fast Power Quality Event Detection*”, integrado en el Anexo A, muestra la eficacia del método en la detección de otro tipo de eventos PQ: sobretensión, transitorio e interrupción.

#### 5.2.4. Discusión sobre técnicas avanzadas para la detección

El proceso de detección de eventos se ha trabajado desde el enfoque FDI, evaluándose varios modelos para tal fin basados en diferentes técnicas para la generación y análisis de los residuos de los eventos analizados.

En el primer modelo propuesto, la generación de residuos fue procesada por la transformada de Clarke. Para su evaluación se añadió a una señal trifásica sintética multitud de configuraciones de perturbaciones. Para la detección de las transiciones generadas en base a este modelo se procesaron cuatro DPs, dos de ellos son los considerados en la tesis como métodos tradicionales en la detección (RMS y varianza) y otros dos son los HOS (skewness y kurtosis). La ventaja de este método es que no deben procesarse un DP por cada fase, sólo es necesario realizar un DP procedente del vector módulo resultado de la transformada. Durante el ensayo del método se observó que en las regiones donde la señal trifásica es equilibrada, el valor de los resultados de los DPs (RMS, varianza, skewness y kurtosis) son valores constantes instantáneos. Sin embargo, para un evento desequilibrado, en la salida de la transformación se agrega una señal alterna sobre el valor DC, cuya frecuencia es el doble de la fundamental. Esto supone un inconveniente en el uso de este método, dado que debería de añadirse una etapa de filtrado para eliminar la componente rizada.

En el segundo modelo propuesto, la transformada de Clarke fue sustituida por el detector de picos y de nuevo se procesaron varios DPs para una señal monofásica. En esta ocasión fueron procesados mediante el CUSUM tabular y los HOS skewness y kurtosis. Para todos los DPs el valor estacionario de la señal se corresponde con un valor cero, por tanto cualquier variación de este valor nulo en un DP corresponde al inicio de una transición. Los resultados de ensayar el algoritmo en el SGTB bajo condiciones RT, validan el algoritmo CUSUM para percibir en menos de medio ciclo la presencia de transitorios. Supone un método de detección rápido para la detección de eventos como huecos y sobretensiones. Los resultados del modelo en tiempo real presentan dos diferencias notables respecto a los resultados obtenidos fuera de línea. La primera es que los CUSUM de lado positivo y negativo no incrementan durante la duración del evento, sólo incrementan en los segmentos de transición. Por tanto resulta un método muy útil para la segmentación de eventos. La segunda diferencia se encuentra en el DP procesado con estadístico kurtosis. En el análisis en tiempo real no hay diferencia entre los nódulos, en el caso de procesamiento fuera de línea la diferencia entre ellos era válida para determinar el sentido de la pendiente de la amplitud en la transición de la señal.

Finalmente el algoritmo es ensayado con medidas reales tomadas del sistema de distribución. El modelo diseñado, donde la generación de residuos se resuelve con una etapa de filtrado, presenta la ventaja de reducir el coste computacional respecto al detector de picos, dado que el procesamiento del estadístico que acumula positivos es suficiente para detectar las transiciones de los eventos. En el análisis del modelo, se comprueba que en regiones donde la señal es estacionaria el DP sufre pequeñas variaciones, por lo que el umbral de detección tenía que dejar de ser cero para evitar falsas alarmas. Por tanto se determinó un umbral de detección después de analizar los valores más probables de DP. Los resultados experimentales muestran un rendimiento muy bueno para los eventos registrados en un sistema de distribución real. El análisis del método con estos ficheros permite realizar una mejora en el diseño del algoritmo

propuesto en los ensayos anteriores, donde las señales evaluadas se generaban de forma sintética con el sistema de potencia.

### **5.3. Resultados de validación del algoritmo propuesto para segmentación de eventos**

En el transcurso de la tesis se plantea un nuevo reto, no planteado en los objetivos iniciales, que trata de dar un paso más en la detección llevando a cabo el estudio la segmentación automática de eventos. Se plantea como un nuevo objetivo en la tesis el estudio y desarrollo de un modelo para localizar con precisión los segmentos de transición en eventos. El propósito es profundizar en el conocimiento de los segmentos de transición, cuya extracción de características y clasificación no están bien establecidas, y de este modo obtener más información sobre la causa, origen y localización de las perturbaciones. El modelo diseñado para la segmentación parte del método descrito en la sección anterior, basado en CUSUM. Para la localización de los puntos de frontera entre los segmentos de transición y los segmentos de eventos se utiliza la segmentación causal y anti-causal (CaC). Se presentan resultados del rendimiento del método usando la un hueco multi-estado incluido en la batería de medidas reales disponible.

#### **5.3.1. Metodología de pruebas del algoritmo**

Para la identificación de los segmentos de transición y segmentos de eventos no se requiere la rapidez necesaria en la detección de eventos en tiempo real. Por ello el análisis del modelo se realiza fuera de línea y por tanto se puede calcular un umbral de detección que se adapte a los valores de la señal registrada. Para el cálculo de un umbral robusto se considera la desviación estándar  $\sigma$  del DP. Para este fin, se han llevado a cabo varios ensayos con múltiples valores de  $\sigma$ , cuyos resultados se muestran en la Figura 5-42.

La Figura 5-42 muestra el PDF del tiempo de detección, en milisegundos, de la primera transición de 30 eventos registrados. Observando las gráficas, se puede observar un significativo incremento en el tiempo de detección cuando el DP es multiplicado por valores bajos, como en la Figura 5-42(a-c). En la Figura 5-42(d), se obtienen mejores resultados, pero existen casos donde el tiempo de detección es demasiado alto. Lo mismo ocurre en los dos últimos casos, Figura 5-42(g,h). Por tanto, la mejor respuesta en términos de tiempo de detección se obtiene cuando la  $\sigma$  se multiplica por 5 o 6. Como se muestra en la Figura 5-42(e,f), en el peor de los casos el tiempo de detección no sobrepasa los 10 ms. Depende de la aplicación, este tiempo puede ser adecuado o no, pero para lo considerado en la tesis, este tiempo es suficiente para la detección. La Figura 5-43 compara la distribución obtenida cuando la  $\sigma$  es multiplicada por 5 con la obtenida multiplicada por 6. No se observan diferencias significativas entre los dos casos, pero los tiempos de detección más bajos se obtienen cuando se multiplica por 5 la  $\sigma$  del DP.

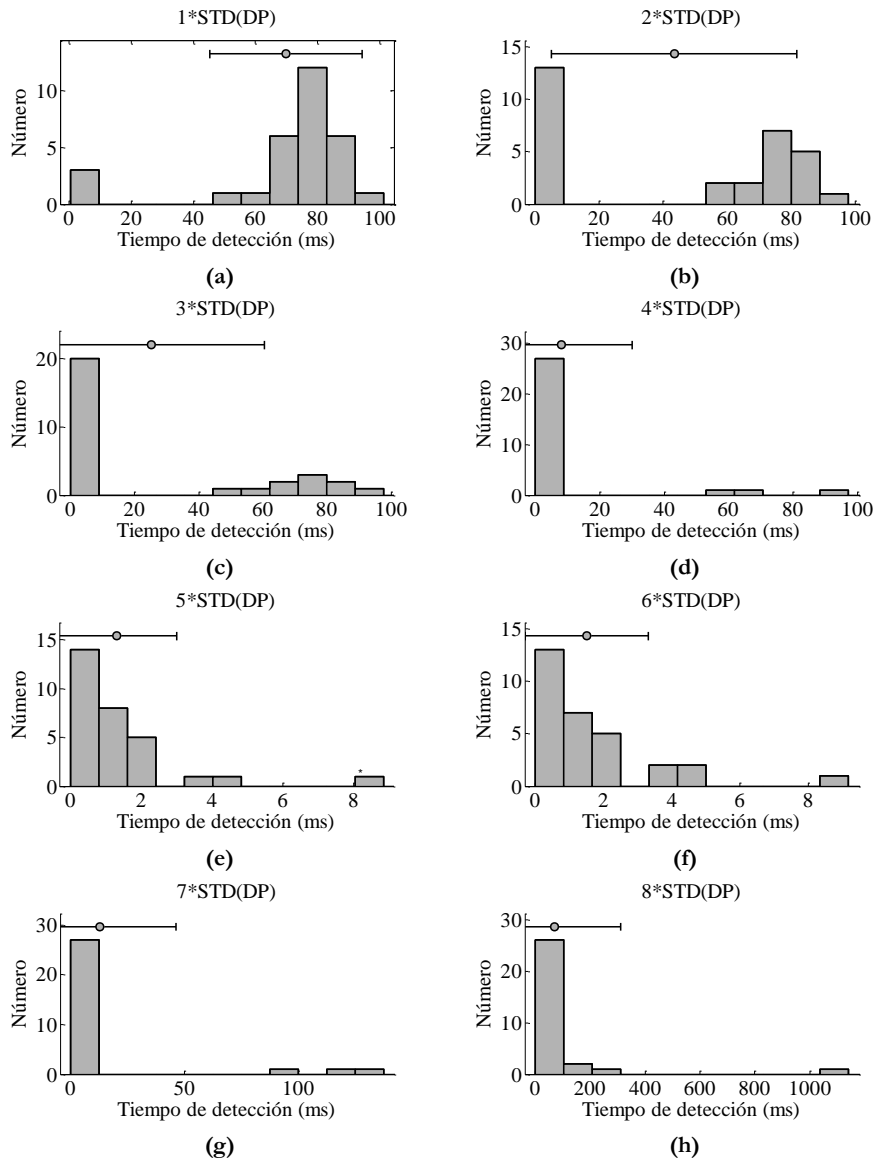


Figura 5-42. Histogramas de diferentes múltiplos de la desviación estándar del DP: (a)  $1* \sigma$  (DP); (b)  $2* \sigma$  (DP); (c)  $3* \sigma$  (DP); (d)  $4* \sigma$  (DP); (e)  $5* \sigma$  (DP); (f)  $6* \sigma$  (DP); (g)  $7* \sigma$  (DP); (h)  $8* \sigma$  (DP).



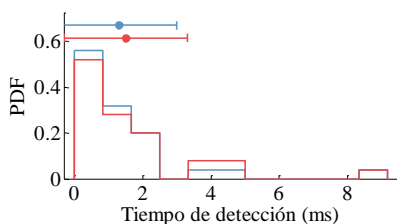


Figura 5-43. Superposición de los histogramas de la desviación estándar del DP multiplicado por 5 (línea azul) y 6 (línea roja).

La Figura 5-44 muestra el diagrama de flujo del método de segmentación CaC propuesto. El método comienza filtrando las tres señales en sentido causal y en sentido anti-causal. Después se usa el algoritmo CUSUM para calcular el DP de las seis señales generadas en la etapa anterior. Para cada DP se calcula un umbral de detección  $\lambda$ . Calculando la media de los tres umbrales del sentido causal se obtiene un único umbral de detección en sentido causal. De la misma manera se obtiene el umbral de detección en sentido anti-causal. Finalmente, se realiza la segmentación CaC que permite la detección y clasificación de las transiciones en cada fase del evento.

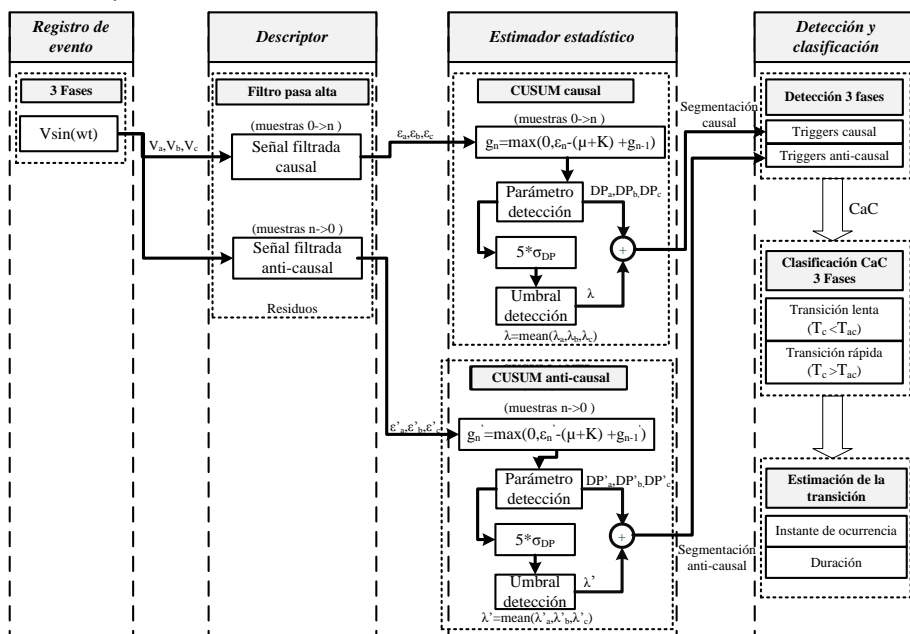
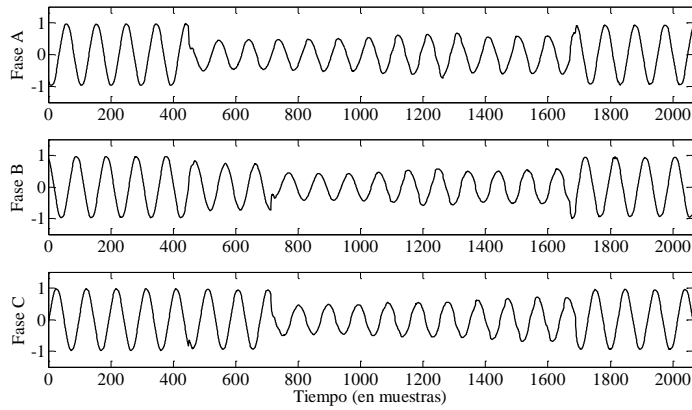


Figura 5-44. Diagrama de bloques del método de segmentación propuesto.

### 5.3.2. Respuesta del modelo

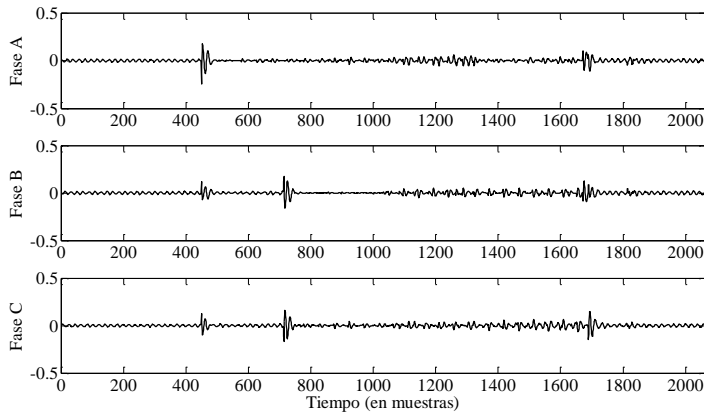
Para la validación del método de segmentación propuesto, se presenta el resultado de la segmentación de un hueco multi-estado (Figura 5-45). Los ejes horizontales de las señales de esta sección muestran el tiempo en muestras (donde cada ciclo contiene 96 muestras o 20 ms), dado que el evento evaluado fue registrado con una frecuencia de muestreo de 4800 Hz y en un sistema de potencia de 50 Hz.



**Figura 5-45. Formas de onda de un hueco multi-estado trifásico.**

Como se observa en la Figura 5-45 la fase A está afectada por un hueco inestable y la transición del comienzo del mismo afecta a las fases B y C. A continuación, otra transición ocurre en la fase B, donde la fase C se ve afectada. Finalmente se produce la recuperación del hueco, que provoca transiciones en las tres fases.

Para la segmentación CaC, primero es necesario generar los residuos de cada fase en ambos sentidos, causal (Figura 5-46) y anti-causal (Figura 5-47). Se han considerado tres detectores causales, operando con el mismo umbral de detección causal (Figura 5-48), y otros tres detectores anti-causales operando con el mismo umbral de detección anti-causal (Figura 5-49). El umbral de detección causal,  $\lambda_c = 0,2869$ , se obtiene como la media de los umbrales de detección obtenidos para cada una de las tres fases en sentido causal y el umbral de detección anti-causal,  $\lambda_{ac} = 0,2930$ , se obtiene de igual manera pero con los umbrales obtenidos en dirección inversa.



**Figura 5-46. Residuos causales de un filtro *Butterworth*.**

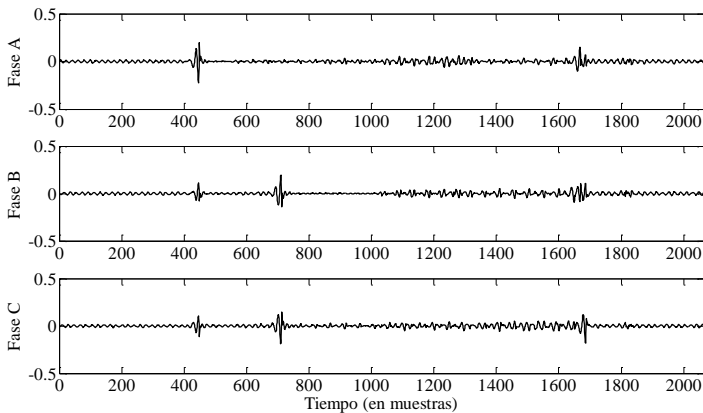


Figura 5-47. Residuos anti-causales de un filtro *Butterworth*.

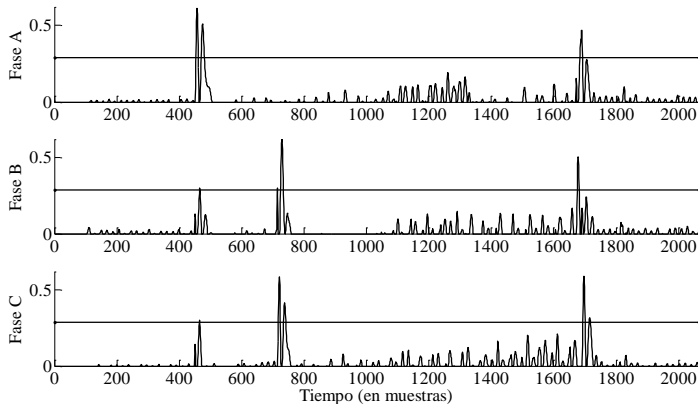


Figura 5-48. DPs causales y umbral de detección causal

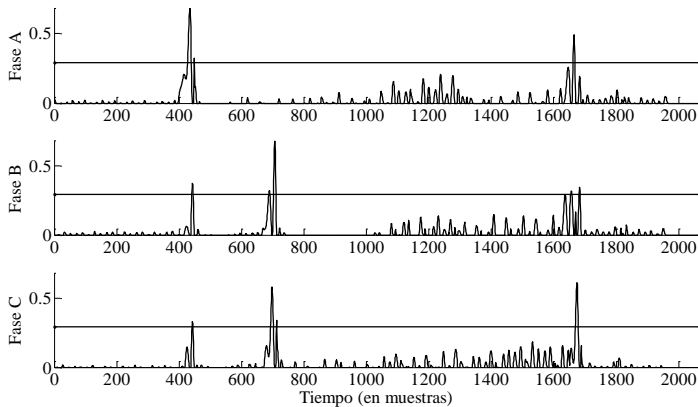
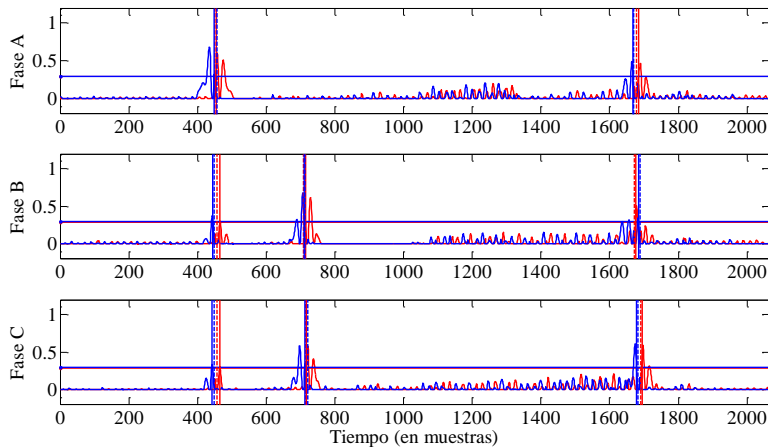


Figura 5-49. DPs anti-causales y umbral de detección anti-causal.

La Figura 5-50 muestra la segmentación causal y anti-causal del hueco mostrado en la Figura 5-45. Los DPs causal y anti-causal se muestran con líneas rojas y azules, respectivamente. Como se ha visto anteriormente, los valores de los umbrales son muy similares ( $\lambda_c = 0,2869$ ,  $\lambda_{ac} = 0,2930$ ) y la diferencia entre ellos no se aprecia en las gráficas. Finalmente, la segmentación es marcada por los puntos de detección por transición,  $T_c$  (línea vertical continua roja) y  $T_{ac}$  (línea vertical continua azul). Los tiempos estimados de inicio de transición también se muestran en sentido causal,  $S_c$  (línea vertical discontinua roja), y sentido anti-causal,  $S_{ac}$  (línea vertical discontinua azul).



**Figura 5-50. Segmentación causal (rojo) y anti-causal (azul) del hueco.**

Tras el ensayo en múltiples medidas en sentido anti-causal, se observa que incrementando en una muestra el parámetro  $S_{ac}$  se obtiene mayor precisión en la detección del inicio de la transición. Este hecho, en la detección anti-causal, se debe a que cualquier transitorio se producirá después de la transición de modo que la detección de anti-causal tendrá un tiempo  $N$  mayor que la detección causal. Esta adaptación de (26) es considerada en los siguientes análisis.

La marcación de cada transición detectada por el método se muestra ampliada en la la Figura 5-51, Figura 5-52 y Figura 5-53. En estas gráficas se muestran los siguientes parámetros: los DPs causal (señal roja) y anti-causal (señal azul); los umbrales de detección causal  $\lambda_c$  (línea horizontal roja) y anti-causal  $\lambda_{ac}$  (línea horizontal azul); los instantes de detección causal  $T_c$  (línea vertical roja continua) y anti-causal  $T_{ac}$  (línea vertical azul continua); los instantes de ocurrencia de las transiciones en sentido causal  $S_c$  (línea vertical roja discontinua) y anti-causal  $S_{ac}$  (línea vertical azul discontinua).

- *Primera transición:* En la primera transición (Figura 5-51), se observa que no hay superposición en las fases A, B y C. Por tanto, en cada una de ellas la transición es rápida, porque el instante  $T_c$  es mayor que  $T_{ac}$ .
- *Segunda transición:* En la segunda transición (Figura 5-52) se observa que tanto en la fase B como en la fase C la transición es rápida. La fase A no está implicada en este parte del hueco.

- *Tervera transición:* En la tercera transición (Figura 5-53), se observa una transición rápida en las fases A y C, y una transición lenta en la fase B ( $T_c < T_{ac}$ ).

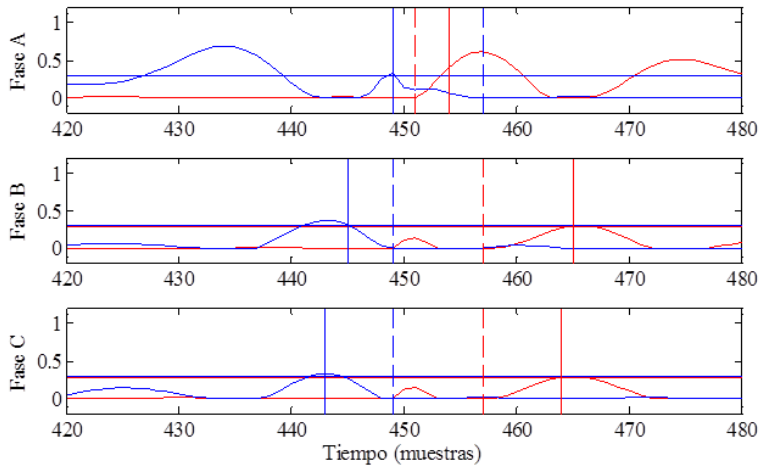


Figura 5-51. Segmentación de la primera transición. DP causal: rojo; DP anti-causal: azul.

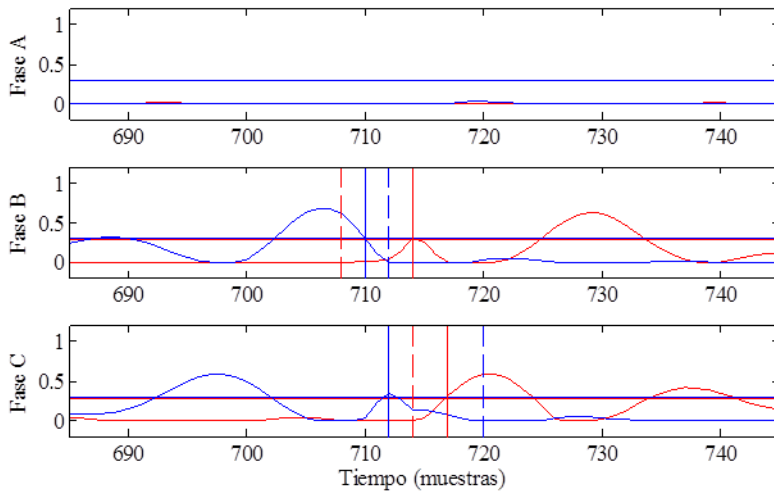


Figura 5-52. Segmentación de la segunda transición. DP causal: rojo; DP anti-causal: azul.

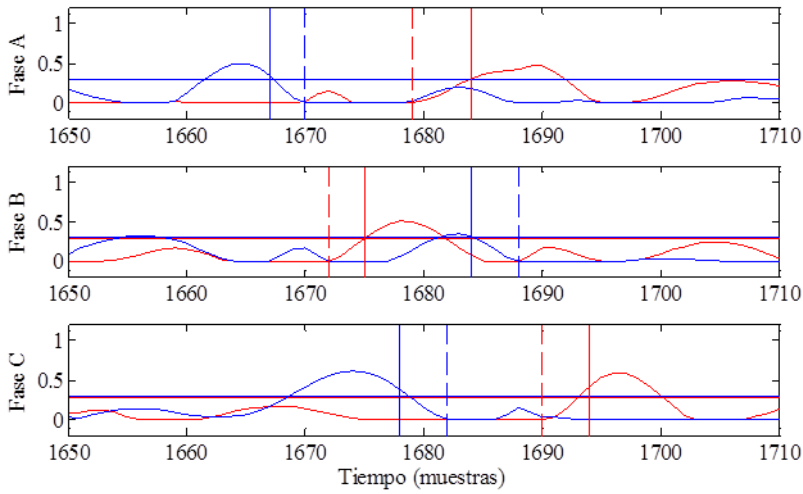


Figura 5-53. Segmentación de la tercera transición. DP causal: rojo; DP anti-causal: azul.

Los puntos calculados para las transiciones son mostrados en la Tabla 5-4.

Tabla 5-4. Instantes de detección CaC de las transiciones del hueco analizado.

Transición	Fase	$T_c$	$T_{ac}$	$N_c$	$N_{ac}$	$S_c$	$S_{ac}$
1	A	454	449	3	7	451	457
	B	465	445	8	3	457	449
	C	464	443	7	5	457	449
2	A	-	-	-	-	-	-
	B	714	710	6	1	708	712
	C	717	712	3	7	714	720
3	A	1684	1667	5	2	1679	1670
	B	1675	1684	3	3	1672	1688
	C	1694	1678	4	3	1690	1682

- Estimación de los segmentos de transición

La Figura 5-54, Figura 5-55 y Figura 5-56 muestran la segmentación final para cada transición. La estimación de los segmentos de transición se calcula con la ecuación (27) para el caso de las transiciones lentas y con las ecuaciones (28) y (29) para el caso de las transiciones rápidas.

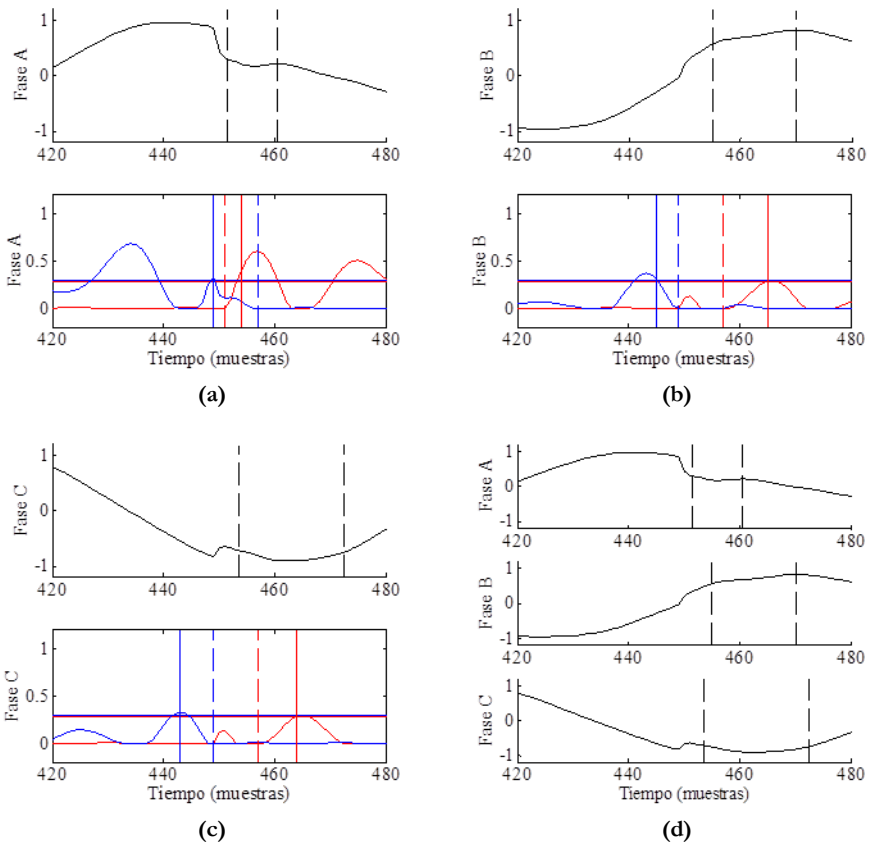


Figura 5-54. Estimación de la segmentación de la primera transición: (a) para la fase A; (b) para la fase B; (c) para la fase C; (d) forma de onda de las tres fases con el segmento de transición estimado.

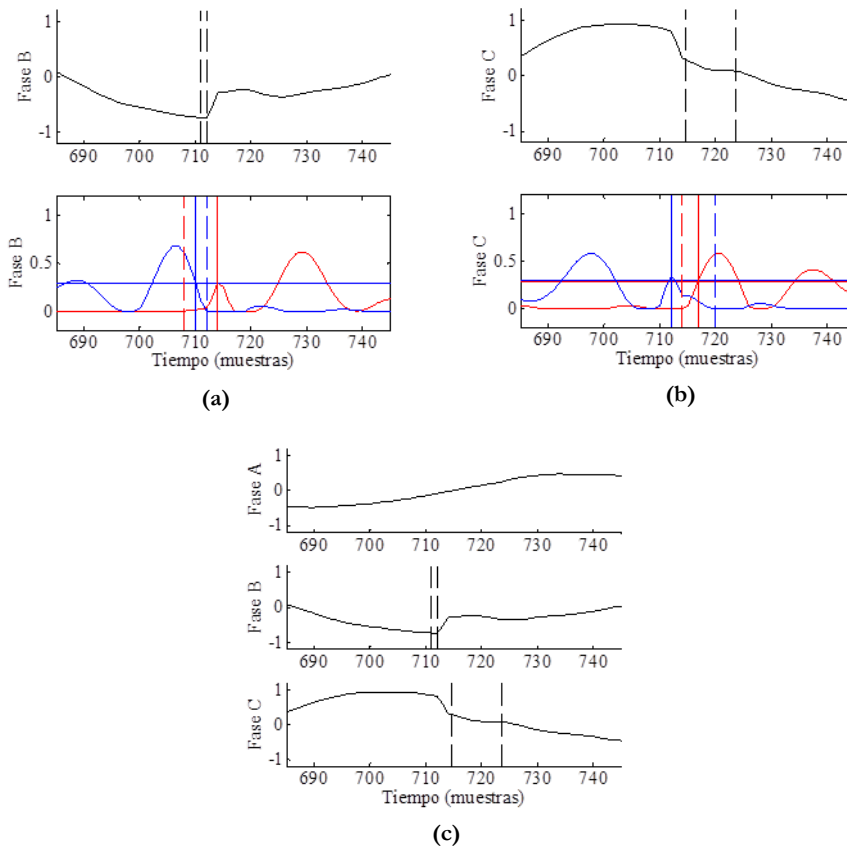


Figura 5-55. Estimación de la segmentación de la segunda transición: (a) para la fase B; (b) para la fase C; (c) forma de onda de las tres fases con el segmento de transición estimado.



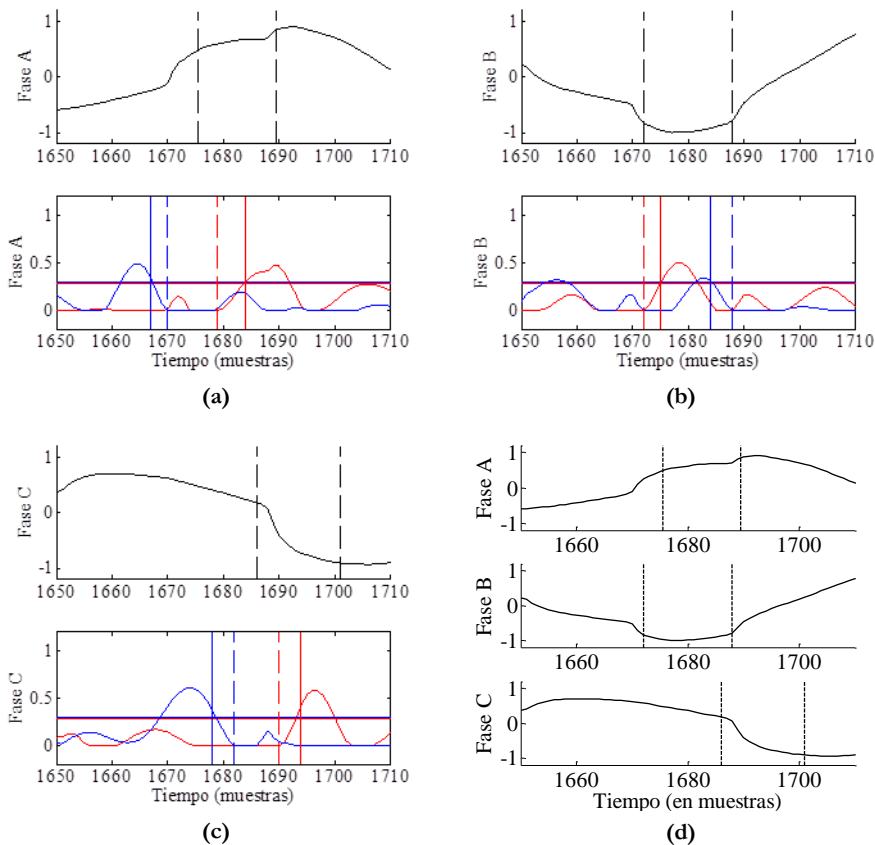
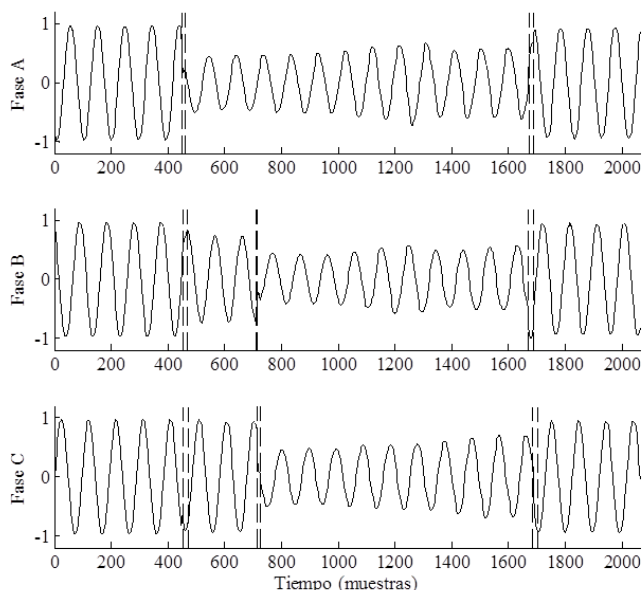


Figura 5-56. Estimación de la segmentación de la tercera transición: (a) para la fase A; (b) para la fase B; (c) para la fase C; (d) forma de onda de las tres fases con el segmento de transición estimado.

La Figura 5-57 muestra de nuevo las tres señales del hueco analizado, las líneas verticales de la figura marcan el inicio y el final de cada segmento de transición. Se observa que para cada fase, el método propuesto detecta con exactitud las transiciones implicadas en el hueco multi-estado evaluado.



**Figura 5-57. Visión general de la segmentación CaC del hueco multi-estado.**

La publicación “*Tests and Analysis of a novel Segmentation method using Measurement Data*”, integrada en el Anexo A, muestra otros casos de segmentación de huecos.

### 5.3.3. Discusión sobre técnicas avanzadas para la segmentación

En cuanto al estudio de la segmentación de eventos, el método propuesto combina CUSUM como estimador estadístico junto con el método de segmentación denominado segmentación causal y anti-causal (CaC). El método aporta una solución al problema de retardo en la detección de los métodos convencionales mediante la combinación de la segmentación hacia adelante (causal) y la segmentación hacia atrás (anti-causal) para estimar la localización en el tiempo de los segmentos de transición. Además, el método mejora el problema del retardo en la detección debido a la ventana de análisis, frecuente en los métodos convencionales, mediante la inclusión de un contador que determina el tiempo transcurrido entre el inicio de la transición y el instante de detección. El método utilizado para determinar el umbral de detección, que se adapta a los valores de DP, es muy robusto en el análisis de huecos de tensión medidos en un sistema de distribución real.

Por otra parte, el análisis de las ventanas causal y anti-causal permite distinguir las transiciones lentas y rápidas de los huecos registrados. Una evaluación del tipo de transiciones involucradas en los eventos analizados permite hacer una primera clasificación sobre los huecos de tensión: huecos con transiciones rápidas en dos fases o

transición rápida en una fase sin detectar ninguna en las otras dos, son huecos debidos a dos fases o de una fase a tierra y tienen una recuperación rápida. Huecos con transiciones lentas en dos o tres fases son debidas a tres fases o dos fases a tierra y tienen una recuperación lenta. Es necesario seguir investigando en esta clasificación de los segmentos de transición para estudiar su relación con el inicio y recuperación del hueco, con el propósito de buscar una relación con otros métodos de clasificación, como la clasificación de las componentes simétricas o la clasificación ABC.

## 6 Conclusiones y trabajo futuro



Este último capítulo recoge una serie de conclusiones a las que se ha ido llegando en el transcurso de la tesis, muy especialmente en los capítulos tres, cuatro y cinco. A estas conclusiones se le sumaran unas conclusiones de síntesis general, en relación al algoritmo de detección desarrollado y al sistema embebido propuesto para su ensayo, y finalmente se hará referencia a algunas posibles líneas de investigación.



## 6.1. Conclusiones

Se ha realizado el diseño de un avanzado sistema de detección y clasificación de perturbaciones para sistemas de distribución eléctrica con alta precisión temporal y bajo tiempo de respuesta. Con el desarrollo de este sistema se pretende contribuir a la mejora de la eficiencia en la gestión y aprovechamiento de la energía, gracias a las características que aporta en cuanto a rendimiento computacional y velocidad de respuesta, así como la precisión en cuanto a la caracterización temporal de los eventos analizados.

El SGTB desarrollado ofrece una gran modularidad y flexibilidad en cuanto a la arquitectura software y hardware integrando la funcionalidad requerida para cubrir las necesidades de los equipos de protección y medida en un escenario de Smart Grid. Por tanto, las principales conclusiones relacionadas con la tecnología utilizada son:

- *Precisión de medida:* El sistema realiza lecturas reales de valores eficaces a partir de sensores de corriente y tensión integrados en dos módulos que son instrumentos de medida con una precisión de 24 bits. Es una garantía para reducir al máximo la incertidumbre asociada a la etapa de captura.
- *Información de la calidad de la energía:* El sistema tiene la capacidad de visualizar las formas de onda y de procesar en tiempo real las medidas PQ cumpliendo los requisitos de la norma IEC 61000-4-30. La capacidad de procesamiento de magnitudes PQ depende del chasis cRIO elegido como controlador del SGTB. Si las formas de onda de la tensión y la intensidad son tomadas simultáneamente, el sistema es capaz de comparar y analizar los armónicos.
- *Comunicaciones:* La velocidad y el número de dispositivos conectados no es una limitación y permite la gestión de las comunicaciones con otros dispositivos de la red y con niveles de control superiores. El switch industrial empleado permite asignar prioridades para garantizar una comunicación estable.
- *Software:* El paquete informático es fácil de configurar e integra registro de datos. Esta es una de las funciones más utilizadas en un sistema de análisis y supervisión. El sistema proporciona una combinación entre memoria no volátil (en el dispositivo) y memoria del programa, para informes y gráficos automatizados.
- *Tendencias:* El sistema integra herramientas de diagnóstico y configuración que permite el registro de formas de onda y datos de la instalación, en el momento en que tiene lugar un suceso, lo que le otorga una gran potencia de cálculo y almacenamiento. La habilidad de mostrar gráficos y datos en tiempo real es extremadamente útil a la hora de resolver problemas o planificar reformas.
- *Flexibilidad:* El sistema es escalable a diferentes configuraciones según necesidades. Se trata de una arquitectura flexible, robusta, modular. Estas cualidades han permitido evaluar tres tipos de chasis con capacidades computacionales crecientes como los cRIOs 9074, 9076 y 9024 con una misma arquitectura software. Como conclusión es destacable resaltar la disminución de los tiempos de procesamiento hasta permitir la ejecución de todas las rutinas para calidad de suministro.

- *Sistema multifuncional:* El sistema integra funciones de medida, control y protección. Se incluye además funcionalidad para la gestión de las alarmas, en cuanto a comunicaciones y elementos externos, tomando las decisiones oportunas en cada caso. Es decir, es posible desarrollar una aplicación industrial final, donde la arquitectura es homologable como la de los autómatas.
- *Sincronización:* Se ha establecido un procedimiento de sincronización de los relojes utilizando la red Ethernet como medio de propagación de los paquetes de sincronismo. Los relojes de estos equipos se sincronizan con el protocolo PTP con un error promedio de 50  $\mu$ s. Este procedimiento ha permitido establecer una correcta sincronización entre los equipos involucrados en los ensayos.
- *Caracterización de la protección:* Se ha caracterizado el coste computacional y la capacidad para la detección y clasificación para las técnicas de detección propuestas. Para ello se han analizado las formas de onda detectadas ante diversas condiciones, generando una completa metodología de validación.

La validación de las técnicas dedicadas a la detección de eventos ha consistido en la ejecución de una serie de pruebas programadas para la evaluación y comprobación de sus capacidades. Los resultados recogidos en el capítulo 5 son los relativos a diferentes versiones de modelos propuestos para tal fin, donde se han evaluado diferentes métodos para la generación de residuos y diferentes métodos para la evaluación de los mismos. Conviene destacar que la investigación de la tesis se ha centrado mayoritariamente en el algoritmo CUSUM como gestor de evaluación de los residuos. Otros algoritmos, como skewness y kurtosis, también han sido analizados para estudiar su respuesta tras el tratamiento de los residuos. Sin embargo, no han sido investigados al nivel de profundidad de CUSUM porque su buen rendimiento ha sido mostrado anteriormente en trabajos de otros investigadores.

Todos los algoritmos bajo test evolucionan con una forma de onda muy característica en base al tipo de evento: sobretensiones, picos de corriente, variaciones lentas de tensión o corriente y transitorios rápidos, facilitando la clasificación. Para los ensayos se han utilizado dos escenarios generales. El primero donde los eventos son generados de forma sintética, fuera de línea y en estado operativo del SGTB propuesto. La evaluación de los modelos en el SGTB es muy útil para el modelaje de las técnicas de protección y evaluar su rapidez en la detección. El segundo escenario es la evaluación de eventos registrados por sistemas de monitorización PQ. Este escenario es útil para analizar el rendimiento del modelo propuesto en condiciones reales donde las señales evaluadas difieren de las señales sintéticas porque contienen perturbaciones.

A continuación se recogen las conclusiones relativas a las técnicas evaluadas con eventos generados de forma sintética:

- La transformada de Clarke es un generador de residuos óptimo para la detección de eventos si se elimina la componente rizada que aparece en situación de desequilibrio.
- En señales sintéticas el método de detección de picos es apto como generador de residuos, ofreciendo una respuesta rápida para cualquier tipo de evento. Ha sido de gran utilidad para el análisis del comportamiento de los estimadores HOS y CUSUM.

- Utilizando señales sintéticas y procesando los algoritmos HOS y CUSUM a partir del detector de picos, estos algoritmos generan un valor igual a cero cuando la señal no sufre variaciones. Son capaces de detectar un nuevo régimen durante el tiempo que permanece en la zona de transición hasta la finalización del estado transitorio. Este factor permite reconocer en cada momento el estado de la señal sin acudir al análisis de otros parámetros que obliguen a aumentar la carga computacional. El sistema puede quedarse en estado de espera hasta la aparición de otra transición o contar el tiempo que transcurre entre transiciones. Los algoritmos aportan al sistema alta velocidad de respuesta, ya que perciben en un tiempo inferior al 1/2 ciclo la presencia de transiciones. Asimismo proporcionan elevada fiabilidad y reducción del coste computacional respecto a técnicas tradicionales de vigilancia frente a perturbaciones. Finalmente decir que estos algoritmos han respondido de una forma muy eficiente en presencia de ruido con distribución gaussiana.
- En este escenario de ensayo, el algoritmo CUSUM necesita la evaluación de dos estadísticos, el que acumula valores positivos de DP y el que acumula valores negativos de DP, para tasar el evento.

A continuación se recogen las conclusiones relativas a las técnicas evaluadas con medidas reales tomadas en redes de distribución eléctrica, que han sido registradas en diversas campañas de medida de campo realizadas en distintas localizaciones del norte de Europa:

- Tras los ensayos realizados en diferentes eventos registrados, se comprueba que el detector de picos no es tan robusto como en señales sintéticas y es sustituido por una etapa de filtrado. Con este cambio en la metodología de generación de residuos se consigue disminuir la tasa de falsas alarmas.
- El modelo final propuesto se basa únicamente en el estimador CUSUM en base al buen rendimiento observado con medidas reales.
- Gracias al uso de un filtro el modelo final propuesto presenta la ventaja de que las transiciones del evento son detectadas utilizando únicamente el estadístico CUSUM que acumula valores positivos.
- Los resultados de detección de eventos con el modelo propuesto reflejan su eficacia con perturbaciones reales en la red de MT.
- Se ha definido un umbral de detección teniendo en cuenta los valores de DP, que permite identificar con claridad cada uno de los eventos evitando falsas alarmas.
- Otro reto abordado en la tesis, no incluido en los objetivos iniciales, es el estudio de la segmentación automática de eventos. El modelo de detección diseñado en el ensayo con medidas reales ha servido de base para el desarrollo del método de segmentación propuesto en la tesis. Este método realiza la segmentación de eventos en sentido causal y en sentido anti-causal.
- El método CaC ofrece enormes ventajas en la segmentación de eventos, como se indica a continuación: detecta de forma automática las partes estacionarias y no estacionarias de eventos de calidad de suministro localizando con elevada precisión los segmentos de transición; aporta una solución al problema de retardo de detección de los métodos convencionales; y permite distinguir las

transiciones lentas y rápidas de los huecos registrados, generando más información sobre su evolución.

En conclusión, el SGTB diseñado, junto con el algoritmo de detección avanzada, conforma un equipo completo apto para ser instalado en la red de distribución. El SGTB puede localizar eficazmente en tiempo real los defectos del sistema eléctrico y activar, por tanto, los procedimientos de protección correspondientes, permitiendo actuar rápidamente aislando los defectos y reconfigurando la red. Con los resultados alcanzados en la tesis se contribuye a la mejora de la seguridad de la red eléctrica.

## **6.2. Trabajo futuro**

A partir de los objetivos conseguidos y las conclusiones extraídas en el transcurso de la tesis, se proponen a continuación nuevos retos de investigación con el fin de complementar su contribución.

Durante la investigación de las técnicas dedicadas a la detección de eventos se ha comprobado la influencia de cada una de las etapas FDI en la precisión de la detección. Por ello sería muy interesante, seguir investigando sobre métodos de generación de residuos y su relación con los estimadores estadísticos que se utilizan para su evaluación. Asimismo la determinación de un umbral de detección que no genere falsas alarmas pero que tampoco obvie las ocurridas, es un campo de investigación muy interesante y fundamental para las técnicas de protección de las redes eléctricas.

En cuanto a la segmentación de eventos, es necesario seguir investigando en la clasificación de los segmentos de transición para estudiar su relación con el inicio y recuperación del hueco, con el propósito de buscar una relación con otros métodos de clasificación, como la clasificación de las componentes simétricas o la clasificación ABC. También es necesaria la continuidad en esta línea analizando otros tipos de eventos y poder así avanzar en el diseño de clasificadores robustos, que permitan de una manera fácil caracterizar con alta precisión los eventos que ocurren en la red eléctrica y poder determinar, en consecuencia, el origen de los mismos.

En cuanto al SGTB diseñado, es conveniente citar que actualmente, el grupo de investigación TIC-240 de la Universidad de Córdoba, en el marco del proyecto PV-ONTIME, “Sistema inteligente de producción, almacenamiento y gestión de energía fotovoltaica on-time”, ha desarrollado un equipo piloto basado en la arquitectura propuesta en la tesis. El sistema está compuesto por cuatro equipos SGTBs que monitorizan la calidad de la señal eléctrica en cuatro inversores de una planta fotovoltaica. Una posible línea de trabajo sería integrar en este sistema el método de detección y segmentación propuesto, para analizar su rendimiento en tiempo real.

Otras posibles líneas de investigación relacionadas con la arquitectura del SGTB serían el análisis sobre optimización de las comunicaciones o la investigación sobre la metodología más óptima para coordinar varios STGBs que operan adquiriendo y procesando datos simultáneamente.





## Referencias

- [1] IBM, “The future of energy and utilities: An IBM point of view 2015,” *Energies and Utilities*, p. 12, 2015.
- [2] R. Strzelecki and G. Benysek, “Introduction,” in *Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks SE - 1*, R. M. Strzelecki and G. Benysek, Eds. Springer London, 2008, pp. 1–11.
- [3] S. R. M. and W. Hughes, “Bringing variable renewable energy up to scale : options for grid integration using natural gas and energy storage.,” pp. 1–96, Feb. 2015.
- [4] A. Moreno-Munoz, J. J. G. De la Rosa, R. J. Real-Calvo, and V. Pallares, “Embedding measurement in Distribution Automation Systems,” in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2010, pp. 3722–3727.
- [5] R. J. Real-Calvo, A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, M. J. Gonzalez-Redondo, and I. M. Moreno-Garcia, “Design of an Intelligent Electronic Device to control a private microgrid,” in *2012 IEEE Second International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin)*, 2012, pp. 99–101.
- [6] J. R. Fischer, S. A. González, I. Carugati, M. G. Judewicz, and D. O. Carrica, “Control Directo de Potencia Predictivo Robusto con Sincronismo Intrínseco,” *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind. RLAI*, vol. 12, no. 2, pp. 199–207, Apr. 2015.
- [7] Elektrotechniker VD, “Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with the low-voltage distribution networks,” 2011.
- [8] M. . Guerrero-Martínez, E. Romero-Cadaval, V. Minambres-Marcos, and M. I. Milanés-Montero, “Supercapacitor Energy Storage System for Improving the Power flow in Photovoltaic Plants,” *Inf. Midem-Journal Microelectron. Electron. Components Mater.*, vol. 44(1), pp. 40–52, 2014.
- [9] 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.
- [10] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, “Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica,” *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind. RLAI*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, Jul. 2012.
- [11] UNESA, “Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas.” .
- [12] A. Moreno-Muñoz, *Power Quality*. Springer London, 2007.
- [13] C. J. Mozina, “Interconnection protection of IPP generators at commercial/industrial facilities,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 37, no. 3, pp. 681–688, 2001.
- [14] A. Moreno-Munoz, 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, Dec. 2010.
- [15] A. Moreno-Munoz, J. . Flores-Arias, A. Gil-de-Castro, and J. J. G. de la Rosa, “Power quality for energy efficient buildings,” in *2009 International Conference on Clean Electrical Power*, 2009, pp. 191–195.

- [16] IEC 61000-4-30, "Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-30: Testing and measurement techniques. Power quality measurements methods," *International Electrotechnical Comision*. 2003.
- [17] M. H. Bollen and I. Gu, *Signal Processing of Power Quality Disturbances*. Wiley, 2006.
- [18] J. C. G. Targarona, *Calidad de potencia: para usuarios y empresas*. 2005.
- [19] L. Angrisani, P. Daponte, and S. Sangiovanni, "Data acquisition systems with intelligent trigger capability," *Measurement*, vol. 39, no. 4, pp. 371–380, May 2006.
- [20] C62.41.2/Cor 1, "IEEE Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits," p. 0\_1, 2012.
- [21] IEEE 1159, "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," pp. c1–81, Jun. 2009.
- [22] 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, Apr. 2006.
- [23] UNE-EN 50160, "Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución." 1999.
- [24] IEC 61000-4-15, "Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications," *Electromagn. Compat.*, 2003.
- [25] IEC 61000-4-7, "Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto," *Electromagn. Compat.*, 2008.
- [26] IEEE 929, "IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems." p. i–, 2000.
- [27] UL 1741, *Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources*. 2010.
- [28] IEC 62116, "Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures," *Int. Electrotechnical Com.*, 2014.
- [29] IEC 61727, "Photovoltaic (PV) systems –Characteristics of the utility interface," *Int. Electrotechnical Com.*, 2004.
- [30] V 0126-1-1, "Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid," *VDE*, 2013.
- [31] A. Moreno-Munoz, J. J. G. de la Rosa, V. Pallares, and J. M. Flores, "DSP for the real time detection of power quality surge transients," in *2009 Compatability and Power Electronics*, 2009, pp. 1–5.
- [32] A. Moreno-Munoz, V. Pallares-Lopez, J. J. Gonzalez de la Rosa, R. Real-Calvo, M. Gonzalez-Redondo, and I. M. Moreno-Garcia, "Embedding Synchronized Measurement Technology for Smart Grid Development," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 9, no. 1, pp. 52–61, Feb. 2013.
- [33] A. R. Bergen and V. Vittal, *Power Systems Analysis*. Prentice Hall, 2000.
- [34] S. Gudzius, L. A. Markevicius, and A. Morkvenas, "Characteristics of Fault Detection System for Smart Grid Distribution Network," *Electron. Electr. Eng.*, vol. 112, no. 6, pp. 123–126, Jun. 2011.
- [35] 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 Compatability And Power Electronics*, 2013, pp. 52–57.
- [36] 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, May 2010.

- [37] M. Basseville and I. V. Nikiforov, *Detection of abrupt changes: theory and application*. 1993.
- [38] F. Gustafsson, *Adaptive filtering and change detection*. 2000.
- [39] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, K. Yin, and S. N. Kavuri, "A review of process fault detection and diagnosis," *Comput. Chem. Eng.*, vol. 27, no. 3, pp. 293–311, Mar. 2003.
- [40] S. X. Ding, *Model-based Fault Diagnosis Techniques: Design Schemes, Algorithms, and Tools*. 2008.
- [41] M. Bollen, I. Gu, S. Santoso, M. Mcgranaghan, P. Crossley, M. Ribeiro, and P. Ribeiro, "Bridging the gap between signal and power," *IEEE Signal Process. Mag.*, vol. 26, no. 4, pp. 12–31, Jul. 2009.
- [42] S. A. Deokar and L. M. Waghmare, "Integrated DWT–FFT approach for detection and classification of power quality disturbances," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 594–605, Oct. 2014.
- [43] P. K. Dash, S. Mishra, M. A. Salama, and A. C. Liew, "Classification of power system disturbances using a fuzzy expert system and a Fourier linear combiner," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 2, pp. 472–477, Apr. 2000.
- [44] J. V. Wijayakulasooriya, G. A. Putrus, and P. D. Minns, "Electric power quality disturbance classification using self-adapting artificial neural networks," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 1, p. 98, 2002.
- [45] S. Santoso, E. J. Powers, W. M. Grady, and A. C. Parsons, "Power quality disturbance waveform recognition using wavelet-based neural classifier. II. Application," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 229–235, 2000.
- [46] E. J. Powers, W. M. Grady, and S. C. Bhatt, "Power disturbance classifier using a rule-based method and wavelet packet-based hidden Markov model," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 1, pp. 233–241, 2002.
- [47] Whei-Min Lin, Chien-Hsien Wu, Chia-Hung Lin, and Fu-Sheng Cheng, "Detection and Classification of Multiple Power-Quality Disturbances With Wavelet Multiclass SVM," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 2575–2582, Oct. 2008.
- [48] H. Erişti, A. Uçar, and Y. Demir, "Wavelet-based feature extraction and selection for classification of power system disturbances using support vector machines," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 80, no. 7, pp. 743–752, Jul. 2010.
- [49] J. J. G. de la Rosa, J. M. S. Fernandez, D. Ayora-Sedeno, A. Aguera-Perez, J. C. Palomares-Salas, and A. Moreno-Munoz, "HOS-based virtual instrument for power quality assessment," in *2011 7th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE)*, 2011, pp. 1–5.
- [50] J. J. G. de la Rosa, J. M. Sierra-Fernandez, A. Aguera-Perez, D. A. Sedeno, J. C. Palomares-Salas, A. J. Montero, and A. Moreno-Munoz, "HOS and CBR measurement system for PQ assessment," in *11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*, 2011, pp. 1–6.
- [51] J. J. G. de la Rosa, A. Moreno-Munoz, J. C. Palomares, and A. Aguera, "Automatic classification of Power Quality disturbances via higher-order cumulants and self-organizing networks," in *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2010, pp. 1579–1584.
- [52] J. J. Gonzalez de la Rosa, A. Aguera Perez, J. C. Palomares Salas, and A. Moreno-Munoz, "Amplitude-frequency classification of Power Quality transients using higher-order cumulants and Self-Organizing Maps," in *2010 IEEE International Conference on Computational Intelligence for Measurement Systems and Applications*, 2010, pp. 66–71.

- [53] J. J. G. de la Rosa, A. Moreno, and C. G. Puntonet, "A Practical Approach To Higher-Order Statistics. An Application to Electrical Transients Characterization," in *2007 IEEE International Symposium on Intelligent Signal Processing*, 2007, pp. 1–6.
- [54] 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.
- [55] D. R. Shakarjian and R. B. Standler, "AC power disturbance detector circuit," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 6, no. 2, pp. 536–540, Apr. 1991.
- [56] P. Daponte, M. DiPenta, and G. Mercurio, "TransientMeter: A Distributed Measurement System for Power Quality Monitoring," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 2, pp. 456–463, Apr. 2004.
- [57] J. Balcells, "Calidad de la red eléctrica: ¿cómo medirla?," 2001.
- [58] M. H. Bollen, I. Y. Gu, P. G. Axelberg, and E. Styvaktakis, "Classification of Underlying Causes of Power Quality Disturbances: Deterministic versus Statistical Methods," *EURASIP J. Adv. Signal Process.*, vol. 2007, no. 1, p. 079747, Feb. 2007.
- [59] I. Y. H. Gu, N. Ernberg, E. Styvaktakis, and M. H. J. Bollen, "A Statistical-Based Sequential Method for Fast Online Detection of Fault-Induced Voltage Dips," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, no. 2, pp. 497–504, Apr. 2004.
- [60] M. H. J. Bollen, "A method for characterisation of three-phase unbalanced dips (sags) from recorded voltage waveshapes," in *21st International Telecommunications Energy Conference. INTELEC '99 (Cat. No.99CH37007)*, 1999, p. 188.
- [61] M. B. I. Reaz, F. Choong, M. S. Sulaiman, F. Mohd-Yasin, and M. Kamada, "Expert System for Power Quality Disturbance Classifier," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1979–1988, Jul. 2007.
- [62] S. Santoso, J. Lamoree, W. M. Grady, E. J. Powers, and S. C. Bhatt, "A scalable PQ event identification system," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 2, pp. 738–743, Apr. 2000.
- [63] E. Styvaktakis, M. H. J. Bollen, and I. Y. H. Gu, "Expert system for classification and analysis of power system events," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 2, pp. 423–428, Apr. 2002.
- [64] R. Aggarwal, "Artificial neural networks in power systems. Part 3: Examples of applications in power systems," *Power Eng. J.*, vol. 12, no. 6, pp. 279–287, Dec. 1998.
- [65] A. K. Ghosh and D. L. Lubkeman, "The classification of power system disturbance waveforms using a neural network approach," in *Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference*, 1994, pp. 323–329.
- [66] I. Monedero, C. Leon, J. Roperro, A. Garcia, J. M. Elena, and J. C. Montano, "Classification of Electrical Disturbances in Real Time Using Neural Networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1288–1296, Jul. 2007.
- [67] S. Santoso, E. J. Powers, W. M. Grady, and A. C. Parsons, "Power quality disturbance waveform recognition using wavelet-based neural classifier. I. Theoretical foundation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 222–228, 2000.
- [68] V. N. Vapnik, *Statistical learning theory*. Wiley-Interscience, 1998.
- [69] L. S. Moulin, A. P. A. daSilva, M. A. El-Sharkawi, and R. J. MarksII, "Support Vector Machines for Transient Stability Analysis of Large-Scale Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 818–825, May 2004.

- [70] R. Salat and S. Osowski, "Accurate Fault Location in the Power Transmission Line Using Support Vector Machine Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 979–986, May 2004.
- [71] P. G. V. Axelberg, I. Y.-H. Gu, and M. H. J. Bollen, "Support Vector Machine for Classification of Voltage Disturbances," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1297–1303, Jul. 2007.
- [72] B. Ravikumar, D. Thukaram, and H. P. Khincha, "Application of support vector machines for fault diagnosis in power transmission system," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 1, p. 119, 2008.
- [73] B. Ravikumar, D. Thukaram, and H. P. Khincha, "An Approach Using Support Vector Machines for Distance Relay Coordination in Transmission System," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 1, pp. 79–88, Jan. 2009.
- [74] V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Munoz, J. J. G. de la Rosa, and R. Real-Calvo, "A IEEE1588-based system for synchronized PMUs and protective relaying functions," in *SPEEDAM 2010*, 2010, pp. 593–598.
- [75] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects," in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002, vol. 2, pp. 1357–1362.
- [76] 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*, 2009, pp. 1–7.
- [77] *Circuit Analysis of A-C Power Systems...* 1950.
- [78] M. H. J. Bollen and I. Y.-H. Gu, "On the Analysis of Voltage and Current Transients in Three-Phase Power Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 2, pp. 1194–1201, Apr. 2007.
- [79] Kuen-Der Wu and H.-L. Jou, "An orthogonal peak detector for multiphase sinusoidal signals," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 49, no. 6, pp. 1216–1223, 2000.
- [80] M. Mansor and N. A. Rahim, "Voltage sag detection - A survey," in *2009 International Conference for Technical Postgraduates (TECHPOS)*, 2009, pp. 1–6.
- [81] A. Teke, L. Saribulut, and M. Tumay, "A Novel Reference Signal Generation Method for Power-Quality Improvement of Unified Power-Quality Conditioner," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 4, pp. 2205–2214, Oct. 2011.
- [82] E. S. PAGE, "CONTINUOUS INSPECTION SCHEMES," *Biometrika*, vol. 41, no. 1–2, pp. 100–115, Jun. 1954.
- [83] W. D. EWAN and K. W. KEMP, "Sampling inspection of continuous processes with no autocorrelation between successive results," *Biometrika*, vol. 47, no. 3–4, pp. 363–380, 1960.
- [84] J. M. Lucas and R. B. Crosier, "Fast Initial Response for CUSUM Quality-Control Schemes: Give Your CUSUM A Head Start," *Technometrics*, vol. 24, no. 3, pp. 199–205, Aug. 1982.
- [85] D. M. Hawkins and D. H. Olwell, *Cumulative Sum Charts and Charting for Quality Improvement*. Springer, 1998.
- [86] W. H. Woodall, "On the Markov Chain Approach to the Two-Sided CUSUM Procedure," *Technometrics*, vol. 26, no. 1, pp. 41–46, Feb. 1984.
- [87] D. C. Montgomery, *Introduction to Statistical Quality Control*. 2008.
- [88] C. D. Le, I. Y. H. Gu, and M. H. J. Bollen, "Joint causal and anti-causal segmentation and location of transitions in power disturbances," in *IEEE PES General Meeting*, 2010, pp. 1–6.








- [89] M. V. V. S. Yalla, "A digital multifunction protective relay," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 1, pp. 193–201, 1992.
- [90] K. Nigim, "Integration of Distributed Generation with Electrical Power System," in *Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks*, R. Strzelecki and G. Benysek, Eds. Ontario: Springer, 2008, p. 414.
- [91] C37.118.1a, "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems." pp. 0\_1–57, 2014.
- [92] J. Eidson, "IEEE 1588 standard for a precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems," in *2nd ISA/IEEE Sensors for Industry Conference*, 2002, pp. 98–105.
- [93] IEEE Std 1588, "IEEE Draft Standard Profile for Use of IEEE Std. 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications." pp. 1–67, 2011.
- [94] IEEE Std 2030, "IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads." pp. 1–126, 2011.
- [95] IEC 61850-90-5, "Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118," *Int. Electrotechnical Com.*, 2012.
- [96] IEC 61000-3-2, "Limits - Limits for Harmonic Current Emissions (equipment input current up to and including 16 A per phase," 1995.
- [97] IEC 61000-3-3, "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," 1994.
- [98] IEC 61000-4-1, "Testing and measurement techniques - Overview of IEC 61000-4 series," 2006.
- [99] IEEE Std 1547, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems." pp. 1–28, 2003.



## Anexo A: Publicaciones



En este Anexo se presentan todas las publicaciones derivadas directamente de la tesis. Dichas publicaciones se presentan en orden cronológico inverso.

Tipo de publicación	Título	
<i>Revista:</i> MIDEM (página 133)	Grid-Tied Smart Inverter Safety Functionality: Fast Power Quality Event Detection <sup>6</sup>	
<i>Revista:</i> Energies (página 151)	Novel Segmentation Technique for Measured Three-Phase Voltage	
<i>Congreso:</i> CIRED (página 171)	Tests and Analysis of a novel Segmentation method using Measurement Data	
<i>Revista:</i> Electronics and Electrical Engineering (página 177)	Implementation of a Smart Grid Inverter through Embedded Systems	
<i>Capítulo de libro:</i> Frontiers in Computer Education. <i>Serie:</i> Advances in Intelligent and Soft Computing (página 181)	Platform for Embedded Systems Design in the Smart Grid Framework	
<i>Congreso:</i> AMPS (página 183)	Smart Grid Inverter Interface: Statistical approach applied to event detection	
<i>Congreso:</i> IECON (página 189)	Intelligent electronic device for Smart Grid: Statistical approach applied to event detection	

<sup>6</sup> El artículo se encuentra en estado de edición por la revista, por lo que se incluye sin formato.

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

### **Abstract**

This paper addresses the fast detection of electric signal disturbance for advanced smart inverter functionality within the framework of large scale grid integration of renewable energy sources. A statistical-based technique under the fault detection and isolation (FDI) paradigm is proposed for fast detection in power systems. The aim is to improve the performance of interconnection systems and the electricity grid's energy efficiency. The new method developed is based on the CUMulative SUM (CUSUM) algorithm and is applied to a wide set of power quality events to analyse its performance. The results show that the method generates residuals that are robust to noise and accurately estimates the time locations of underlying transitions in the power system. The main advantage of the proposed technique is its early event detection, with respect to other traditional methods, because it performs sample-by-sample evaluations. Moreover, the proposed technique does not require much computational effort, which means that the presented detection method is suitable for integration into the multifunction relay protection subsystems available in novel smart inverters.

### **Keywords**

Change detection algorithms; event detection; power quality; power system protection; real-time system.

### **1. Introduction**

Nowadays, energy is a vital means of achieving social development. Nevertheless, energy production is a source of significant environmental impact, and the improper use of increasing amounts of energy is one of the factors involved in major potential environmental degradation. The transition to a more sustainable societal model is perhaps the most important challenge faced today. The increasing pressure on natural resources due to the introduction of millions of new consumers to markets, economic dependency on energy sources located outside of our territories, and climate change, as a consequence of increased global warming in recent decades, are only some of the issues that must be addressed to prevent reductions in levels of well-being.

One method of avoiding this unbalance is for industrialised countries to reach environmental sustainability by decreasing their energy intensity, reducing their consumption of fossil fuels, diminishing greenhouse gas emissions and increasing the security of their energy supply [1]. In this context, a long-term commitment to renewable energy sources (RES) seems to be the only adequate answer to all of these issues. An example can be seen in the recent solar boom of 2010-12 and its integration into electrical systems in different countries. However, the growing penetration of solar generation raises several economic, regulatory and technical questions, some of which are closely related to power quality (PQ) [2]. Moreover, the growing coexistence of both conventional and distributed generation in the same electrical system is causing a reconsideration of the traditional power system towards the smart grid. This approach will require the global integration of large numbers of independent and autonomous systems from different stakeholders. Due to the market trend towards diversifying distributed energy resources (DERs), large infrastructure systems, such as the electric

power grid, may be viewed as complex systems-of-systems. This will pose new challenges for the integration of these intelligent sub-systems, so they can participate collectively and in a timely manner. This radical shift from the traditional centralised philosophy will require the implementation of real-time information in the whole electrical system.

DERs not only include generation units but also aggregated flexible resources like storage for electrical and thermal energy and/or flexible loads. Thus, DER systems that generate AC output, often with variable frequencies, such as wind, microturbine or flywheel storage, need AC-DC conversion. For DC output systems like PV, fuel cells and batteries, a DC-DC conversion is typically needed to change the DC voltage level. Accordingly, MW-scale power electronics converters are essential components in new DER plants. Due to advancements of technology, the costs of power electronics have decreased significantly, sizes have also become smaller and performance has improved. Up to now, most DERs only produce power; they do not contribute to the ancillary services required to control the power system and ensure stable operation. However, the main inconveniences of DERs include their inherent variability and uncertainty.

Part of the solution to moderating the impact of DERs on the grid lies in the DER units themselves, particularly in the interconnection equipment, such as inverters, that connects DERs to the electric power system. Driven by Germany's 2011 LV-MV Directives [3], inverters can contain smart features such as reactive power control to aid with grid integration. By the end of 2015, over 50% of inverters can carry these functions. This percentage could increase through disruptive energy-storage innovations being incorporated into the inverter [4].

Thus, there is a growing need for a high-performance embedded system that supports both existing functionalities and future operational requirements. Standards like IEC 61727 [5], IEEE 1547 [6] and VDE 0126-1-1 [7] establish criteria and requirements for the interconnection of DERs with electric power systems. The requirements shall be met at the point of common coupling (PCC). Although the devices used to meet these requirements can be located elsewhere, the current trend is to include it within the inverter itself [8,9]. Recently, we have presented the complete characteristics of a smart inverter for distributed energy resources (SIDER), and some possible new active functions can still be developed [10,11]. In the smart grid, SIDER can contribute to the reliability and stability of the entire power-supply infrastructure. It must respond to PQ events and fault conditions within the sub-cycle range by incorporating extremely fast response times. What is more, due to market expectations, self-diagnosis and self-healing functionalities must play a fundamental role in achieving the high PQ demanded, as well as subsequent trust in the smart grid paradigm.

The rest of this paper is organised as follows. An overview of the methods proposed for detecting of PQ disturbances is presented in Section 2. In Section 3, we propose a statistically based detection method with an FDI approach. Section 4 studies the performance of the method detecting different PQ disturbances. Finally, the conclusions are given in Section 5.

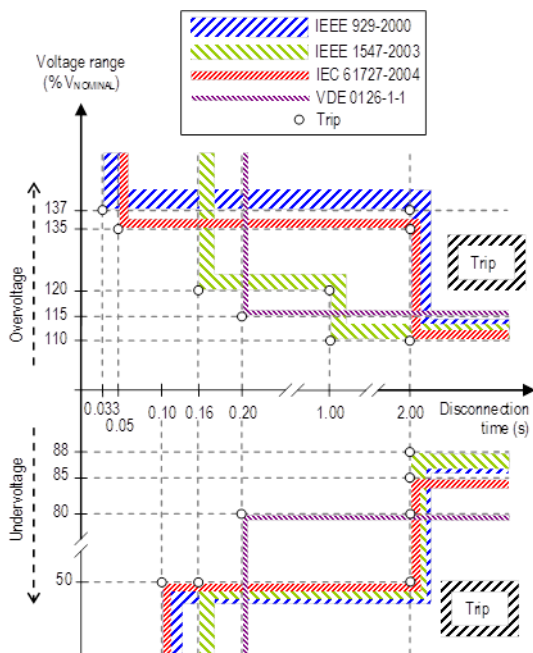
## **2. Detection the power quality**

The automated power quality analysis entails the following stages: the detection, segmentation and characterization of the power quality event. This information is useful

to determine its cause and to establish limits of responsibilities between a network operator and final customer. An extensive and updated classification of different techniques available can be found in [12]; unfortunately, an analysis of their suitability for each of the above mentioned stages has not been clearly established. These stages can be preceded by a pre-processing stage of signal de-noising and normalisation. We have addressed the second and third stages thoroughly in prior works [13–18]. Thus, this paper focuses on the experimental research effort toward fast detection of electric signal disturbance within the framework of advanced smart inverter requirements.

Nowadays, well-known signal processing methods have been applied to detect PQ disturbances with satisfactory results. Evaluating electrical system disturbances involves studying voltage and current deviations from the ideal waveform. In general, these deviations can be classified into two groups under the PQ paradigm: variations and events [19]. The former (eg, harmonics, overvoltages, unbalances, etc.) are generally regarded as small and gradual deviations from the voltage/current sine wave, characterised as steady-state phenomena; the latter produce sudden, large deviations of the waveform, are characterised as non-stationary random phenomena, and are usually caused by incidents involving the electrical system's operation conditions. According to [20], the event detection methods can be grouped into time-dependent waveform feature [21], signal transformation [22] and parametric models [20]. Many studies have analysed the advantages and disadvantages of these methods. In particular, [23], shows the statistical performance of various detectors of a signal affected by a dip, using methods based on root mean square (RMS), Kalman filter, wavelet, peak voltage, missing voltage and generalized likelihood ratio test (GLRT). However, despite the wide range of PQ event parameters (frequencies, magnitudes, and durations), it is difficult to find a single method that is suitable for detecting of all types of them. For example, the commonly used wavelet transform is suitable for detecting of transients but fails for short- and long-duration variations (such as sags and swells, particularly those with a nonrectangular shapes) [24]. The situation is similar for HOS; the behavioural differences in frequency between the transients and sag (or swell) demands, which the sliding window used to extract HOS features, were completely different in both cases. For the transients, after a high-pass filter, the width of the window may be less than one cycle; for the last events, which are roughly of the same frequency as the "healthy" signal (ideal power-line sine wave), the window must contain a cycle of the 50-Hz sine wave [25]. Thus, in this paper, to unify the statistical treatment of all PQ events, it will be necessary to choose a new variable that exclusively distils the information of the perturbation from the waveform, without any losses (a descriptor).

Moreover, disturbance detection is a critical task and an effective protection requirement that is needed to successfully control the interconnection of a DG system to the grid. It must be performed on-line and in strict real-time, with the less number of false detection and accomplishing the temporary response specifications suitable for monitoring parameters and planned protective actions. Fig. 1 shows a comparison of the main standards in PQ applications and protection, referring to the response times needed to disconnect the equipment of the DG system's equipment when the voltage exceeds the allowable operating ranges.



**Fig. 1. Comparison of responses to abnormal voltage according to different standards.**

As shown in Fig. 1, IEEE 929 [26] and IEC 61727 [5] are very similar with respect to operating ranges and disconnection times. In these standards, being outside the normal range of operation is necessary to disconnect the equipment in  $< 2$  s. One can see that at a relatively large distance from the percentage of nominal voltage, the trip points require low disconnection times ( $\leq 0.10$  s). IEEE 1547 [6] aims for such high percentages of rated voltage to not be achieved, seeking a compromise solution to the overvoltages, so that disconnection times can be increased. Finally, the VDE 0126-1-1 [7] standard seeks to provide a compromise solution and greater simplicity in controlling the device with only two trip points for overvoltages and undervoltages, respectively.

Thus, to prevent failures of high relevance to the power system, the protection devices integrated with the grid must be able to detect disturbances in early stages. We are definitely dealing with a problem of change point detection within the FDI domain, in response to the specific fault. A thorough survey can be found in [27]. The problem of change detection has remained an area of strong interest in recent years, as well as the study of parametric statistical tools for detecting abrupt changes in discrete time signals and dynamic systems [28,29]. According to the model-based filtering introduced in [29], and bearing in mind that most of the detection methods use a detection parameter (DP) joint a threshold, the detection of abrupt changes in the processed signals can be conceived in three steps:

- *Residual generation:* The basic principle is that residuals from are generated signal modelling. These residuals are expected to be zero (or zero mean) under no-fault conditions. In practical situations, the residuals are corrupted by the presence of noise, unknown disturbances, and uncertainties in the system model. The aim of the method is to generate robust residuals insensitive that are to these noises and uncertainties but are sensitive to faults.

- *Detection parameter generation:* The filter residuals must be treated in order to be transformed into a distance measure (DP) that measures the deviation from the no-change hypothesis.
- *Stopping rule:* This step is based on a statistical algorithm to make decisions on whether the deviation of a DP is significant.

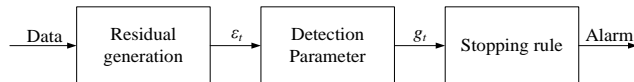


Fig. 2. Block diagram of the detection method based on filtering [29].

### 3. The proposed detection algorithm

This work mainly focuses on a quantitative model-based approach to FDI, so that it can be used to develop more efficient and reliable equipment. The detection methods included in an intelligent electronic device (IED) allow PQ measurement and provide protection functions and predictive tools, making the device ready to be used in the new smart grid model with the characteristics described in [30], i.e. fast registration of the events, transmission to the power network control system and smart relay protection devices [5].

In our work [31] a high-capacity IED was designed to be embedded into inverter equipment took PQ, protective relay functions and synchronisation standards into account. For a fast activation of the protection functions, the detection instant should be as close as possible to when the disturbance start. Therefore, the analysis window should be as short as possible. Thus, the requisites of the algorithm are low computational load, high accuracy and robustness. What is more, if we wanted to detect the event in real-time the challenge is to make the decision in less than a half-cycle, obviously. In prior work [31], a detection method based on a CUSUM test of Page was initially proposed. In that work, the signals used were generated by a power system with a frequency was 50 Hz, in which the IED captured every half cycle (10 ms) while operating in real-time [11]. The CUSUM algorithm was selected because it operates sample to sample, making it suitable for fast detection. This algorithm accumulates the difference between the sample mean and a target mean, and plots it cumulatively. A change in the DP gradient, either increasing or decreasing, indicates a departure from the normal circumstances of the residual values [32,33]. The acquisition process, which is executed with a high priority loop, is joined in the detection process by CUSUM, which is executed with a normal priority loop that occurs in a time below 10 ms. The preliminary results from applying the CUSUM algorithm to real-time PQ detection were sufficient but not entirely satisfactory, as will be explained below. Moreover, the method's performance was only quantified using synthetic disturbances.

Thus, this paper provides a following step and analyses the CUSUM method with real three-phase disturbances. A modification of the original algorithm proposed in [31] is needed to detect an event in a real environment with the lowest number of false detection. The new proposed technique for fast detection of three-phase events and the new methods used to generate residuals are presented here; additionally, the rules to calculate the DP and decide whether to stop are thoroughly described.

### 3.1. Residual generation

As mentioned above, the aim of the residual generation in our work [31] was to model the signal in order to obtain robust residuals that are insensitive to these noises and uncertainties but are sensitive to faults. To this end, the first idea suggested was a unified analysis of the three-phase power system using the Clark Transform. However, for an unbalanced event, the transformation output adds a ripple component over the DC value, which is twice the source fundamental frequency  $f_o$ . To get the DC values, a notch filter or a low-pass filter with a its cut-off frequency lower than  $2*f_o$  Hz is recommended to remove the ripple component [34–36]. Unfortunately, the use of an additional filtering step causes a delay in the event detection; hence it increases the response time, which results in a delay in the overall response time.

Therefore, a new method was needed here to overcome the above mentioned deficiency. A simple method called the peak detection method [37,38], generally used in power electronics converters [39,40], can be used to obtain our input variable. The peak detection method offers fast response time as well which, of less than a quarter of a cycle. This method is very simple to implement and has a low computational burden; however when it was applied in real environment, it proved very sensitive to noise. Thus, the peak detection method was rejected in the early stages of this research.

A filtering method was finally considered. In residual generation, an adaptive filter takes the measured signal and transforms it into a sequence of residuals that are similar to white noise before the change occurs. The filtering approach is used to separate the signal from the noise. For this purpose, finite impulse response (FIR) or infinite impulse response (IIR) filters can be used, as long as designed by any standard method (Butterworth, Chebyshev, etc.) [29]. In this work, a high pass Butterworth filter was used to generate the residuals.

### 3.2. Detection parameter algorithm

The next step is to threat the residuals through a statistical algorithm in order to detect any abrupt change in the input signal early. To this end, several approaches can be used: analysing of the mean or variance of the residuals, analysing the square of the residuals or other options based on probability ratios.

In this work, the statistical algorithm used to develop the mentioned change detector (DP) is the CUSUM method, which is based on the mean and variance of the residuals. It was selected method because it requires minimal computational effort and operates sample to sample, which it is very appropriate for fast online detection. The change detection of the CUSUM method is labelled as a change in the mean of the filtered signal. The input to the CUSUM algorithm is called distance the measure,  $s_r$ , which is set with the residuals from the filter,  $s_r = \varepsilon_r$  (Fig.2).

The CUSUM algorithm directly includes all of the information in the sample sequence by plotting the cumulative sums of any deviation of the sample values from a target value. The CUSUM method is widely used across industries for monitoring deviations in a process with respect to a target value and also for finding evidence of change in the a process's mean; in particular, it has been successfully employed in power system fault detection [29,42–44]. The CUSUM method is easy to handle and useful for detecting the locations of change points. The combination of information from several

samples makes the CUSUM algorithm a suitable method for detecting abrupt changes of PQ events in real-time. The CUSUM version used in [31] was the so-called tabular or two-sided CUSUM method [28,32]; it was designed to detect high and low changes in mean processes, as well as record the cumulative sums of the signal samples in two directions. In this paper, the DP proposed to detect disturbances is only based on the statistical estimator for detecting an increase in the mean of the residuals, which is given by Eq. (1).

$$g_t = \max(g_{t-1} + s_t - (\mu_0 + K), 0) \quad (1)$$

where the DP, which is named  $g$ , sums the inputs  $s_i$  from the filter. In Eq. (1),  $\mu_0$  is the ideal mean of the process control state and  $K$  is the reference value set with a value that allows for a fast fault detection, which is usually half of the difference between the value of the average target control state and the value of the average at which the process is considered out of control [32]. The constant value given by the sum of  $\mu_0$  and  $K$  has been removed to prevent false alarms. In this work, unlike the previous one [31], these parameters are configured. The  $\mu_0$  parameter has been set to the mean of the samples processed to the current time, and the  $K$  parameter was configured at 0.5 times the standard deviation of the filtered signal.

### 3.3. Stopping rule

The purpose of the stopping rule phase is to detect when a process is considered to be out of control. In signal processing, the aim is to give an alarm when any statistic crosses a decision interval called a threshold,  $H$ . As mentioned above, non-zero residuals are generated if there is a disturbance in the processed signal. This situation produces a change in the mean of the samples processed at the current time, so that the change detection algorithm,  $g$ , must indicate the variation. The main problem in statistical change detection is determining the optimal threshold value to obtain high accuracy in change detection and a low rate of false alarms.

Regarding the preliminary results obtained with synthetic signals, the DP deviations from zero were considered to be produced by changes in the pure sinusoidal shape of the signal. However, with the measured signals, false alarms were generated in many cases when the threshold  $H$  was initialised to zero. To set a threshold  $H$  that avoids false alarms, 127 measured events were filtering and analysed. Later, the CUSUM algorithm was used to obtain the DP, and the results were studied through of a probability density function (PDF).

Fig. 3 shows the PDF. One can see that setting the threshold lower than the critical DP, the zero value, increases the probability of detection, but also produces an increase in the number of false alarms, due to the underlying noise of the real measurements. Thus, a threshold that is slightly greater than zero must be selected to avoid this problem and to design a robust detection algorithm; 0.05 was the final threshold selected for use.



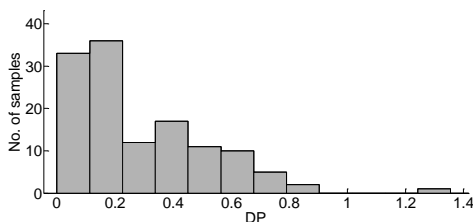


Fig. 3. Results from designing the threshold over 127 disturbances.

Finally, the block diagram of the proposed technique is illustrated in Fig. 4. In this diagram, the signals are three-phase signals with no disturbance. In the residual generation block, the signals per phase are filtered and the residuals for each are obtained. Then, the residuals are treated using the CUSUM algorithm and the DP per phase is calculated. Finally, the diagnostic logic block makes the decision by using the established threshold and following the stopping rule: the start of a disturbance must be triggered ( $T$ ) when the DP is across the threshold.

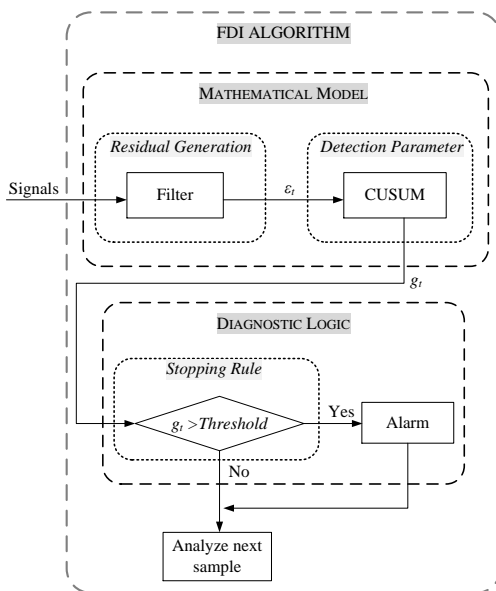


Fig. 4. Block diagram of the proposed method for disturbance detection

This paper introduces further improvements in the algorithm and covers another critical issue in the online detection: the delayed detection. This issue is directly related to the ability of the selected algorithm to generate the detection signal alarm when a change occurs in real-time. An additional counter, called  $N$ , is used to reduce the effect of the analysis window and accurately calculate the start of the transition. The  $N$  parameter, introduced by Montgomery [32], estimates the first out of control instant of the process and indicates the number of consecutive times that the DP is non-zero after crossing  $H$ . Hence, the  $N$  parameter can be used to determine the time elapsed between the start of the transition ( $S$ ) and the detection instant ( $T$ ). Then, the non-stationary state of the process is triggered as a result of subtracting  $N$  from the initially set trigger point,  $T$ .

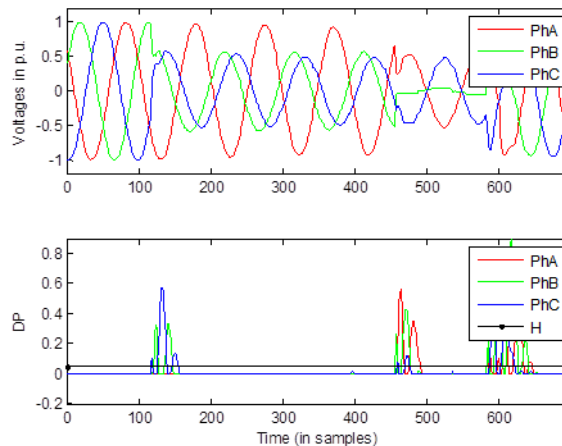
## 4. Experimental results

In order to validate the detector, other results from analysed measured signals are presented in this section. Considering that a design goal is to use the proposed technique alone for a wide range of PQ event parameters, the following cases are studied: dip, overvoltage, transient and interruption. All data used in this paper were obtained from measurements with the sampling rate  $f_s = 4800$  Hz and 50 Hz power system frequency. Thus, each cycle contains 96 samples, or 20 ms. In this section, all of the signals' horizontal axes show the time in samples. The characteristics of the Butterworth used are 5th-order high pass, with a cut-off frequency of 3600 Hz.

Let us assume that the values of the DP that cross the threshold after a detected transition in the time of one cycle below are not considered to be transitions but effects of the previous transitions detected.

### 4.1. Dips

Fig. 5 shows a three-signal with a multi-stage dip (top graph) and the detection parameters with the same threshold (bottom graph).



**Fig. 5. From top to bottom: input signal with multi-stage dip and detection parameters with the threshold.**

From Fig. 5, one can see that there are three detection areas that correspond with the development between stages of the dip. The next figures, Figs. 6, 7 and 8, zoom into the detection areas. The DP per phase is individually shown in these figures, and the trigger instants  $T$  (vertical dashed line) and the calculated starting instant  $S$  (vertical solid line) are included in each one. Remember that  $T$  is the first instant when DP is across  $H$  (horizontal dashed line) and that  $S$  is the result of subtracting the counter  $N$  from  $T$ .

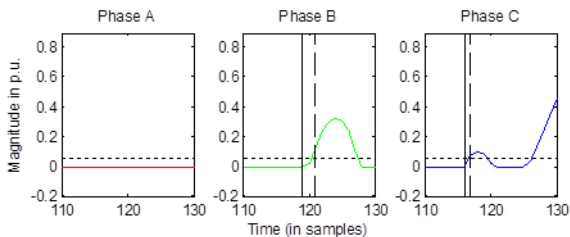


Fig. 6. From left to right: zooms of the first detection area in phases A, B and C.

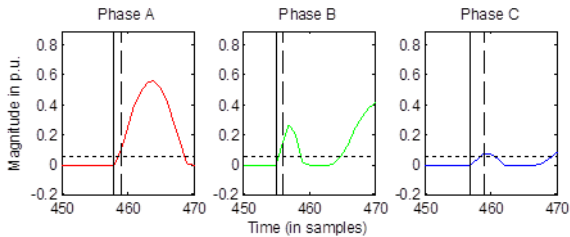


Fig. 7. From left to right: zooms of the second detection area in phases A, B and C.

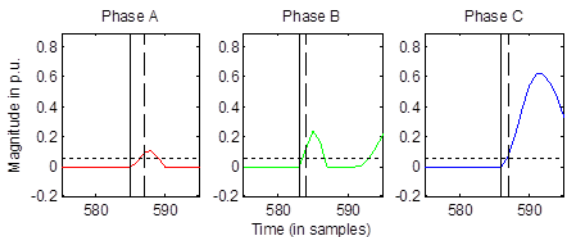


Fig. 8. From left to right: zooms of the third detection area in phases A, B and C.

The detection instants calculated by the method are shown in samples in Table 1.

Table 1. Detection instants for multi-stage dip

Phase	First transition		Second transition		Third transition	
	<i>T (sample)</i>	<i>S (sample)</i>	<i>T (sample)</i>	<i>S (sample)</i>	<i>T (sample)</i>	<i>S (sample)</i>
A	-	-	459	458	587	585
B	121	119	456	455	584	583
C	117	116	459	457	587	586

For each detection transition area, the final trigger was set to the minimum value of the S parameter in the three phases. Hence, for the analysed dip, the final triggers were set at samples 116, 455 and 583, for the first, second and third areas, respectively. Figure 9 shows the original waveforms and the RMS voltage over a half-cycle rectangular window, with the triggers (vertical lines), showing the transitions.

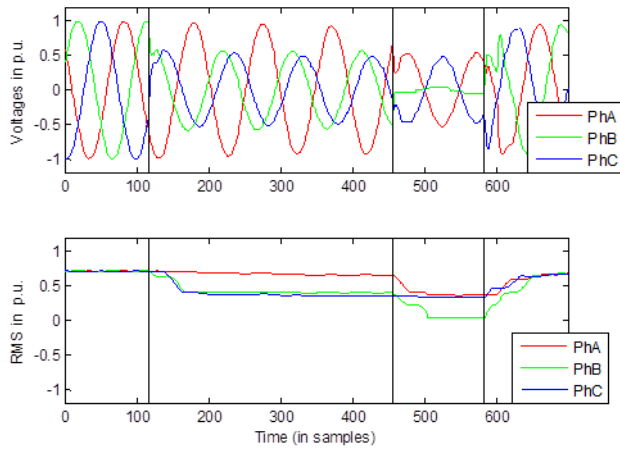


Fig. 9. From top to bottom: input signal with triggers and RMS voltages with triggers.

### 4.2. Overvoltages

An example of a voltage dip due to single-phase fault with overvoltages in the non-faulted phases is shown in Fig. 10. As with in the prior case, there are three detection areas.

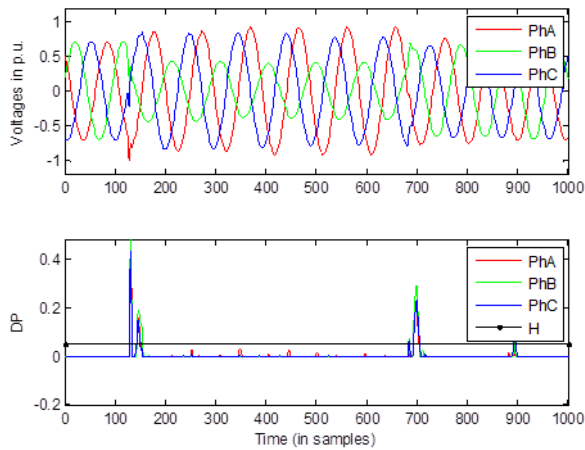


Fig. 10. From top to bottom: input signal with overvoltage and detection parameters with the threshold.

The next figures, Figs 11, 12 and 13, zoom in on the detection areas.

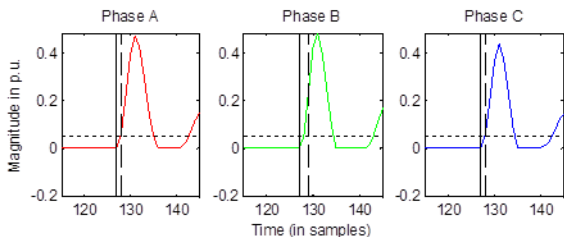


Fig. 11. From left to right: zooms of the first detection area in phases A, B and C.

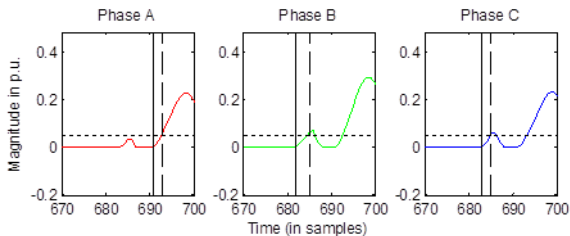


Fig. 12. From left to right: zooms of the second detection area in phases A, B and C.

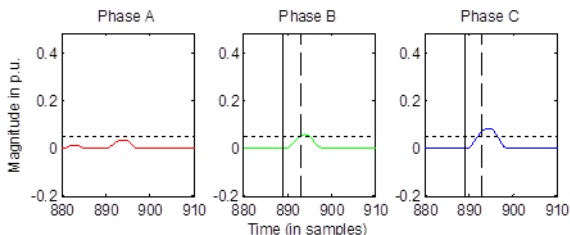


Fig. 13. From left to right: zooms of the third detection area in phases A, B and C.

The detection instants, triggered instants  $T$  and the calculated starting instant  $S$  are shown in samples in Table 2.

Phase	First transition		Second transition		Third transition	
	$T$ (sample)	$S$ (sample)	$T$ (sample)	$S$ (sample)	$T$ (sample)	$S$ (sample)
A	128	127	693	691	-	-
B	129	127	685	682	893	889
C	128	127	685	683	893	889

The final triggers are set to the minimum value of the  $S$  parameter in the three phases per transition. Thus, the values of the triggers are set at samples 127, 682 and 889, for the first, second and third transition areas respectively. Fig. 14 shows the original waveforms and the RMS voltage over a half-cycle rectangular window with the triggers (vertical lines), showing the transitions.

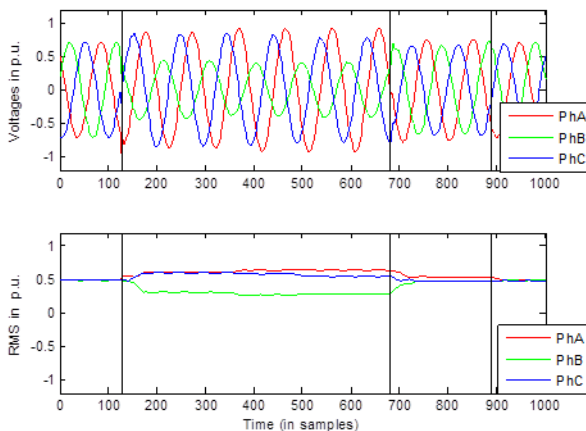


Fig. 14. From top to bottom: input signal with triggers and RMS voltages with triggers.

### 4.3. Transients

In this case, the detection of a transient is presented. Fig. 15 shows the original waveform with the transient around sample number 500 and the DPs resulting from CUSUM. Fig. 16 shows a zoom of the original waveforms in the area of the transient. One can see that the three phases are affected by the disturbance. The DPs per phase in the transient area are individually shown and zoomed in Fig. 17. Also, the trigger instants  $T$  (vertical dashed line) and the calculated starting instant  $S$  (vertical solid line) are included in the graphs of Fig. 17. The trigger point ( $T$ ) is sample 487 for phases A and B, and sample 490 for phase C. The starting instant ( $S$ ) is sample 486 for phases A and B, and sample 488 for phase C. Thus, the final trigger was set to the sample 486. The final trigger is shown in Fig. 18 with the original waveforms and the RMS voltage over a half-cycle, rectangular window.

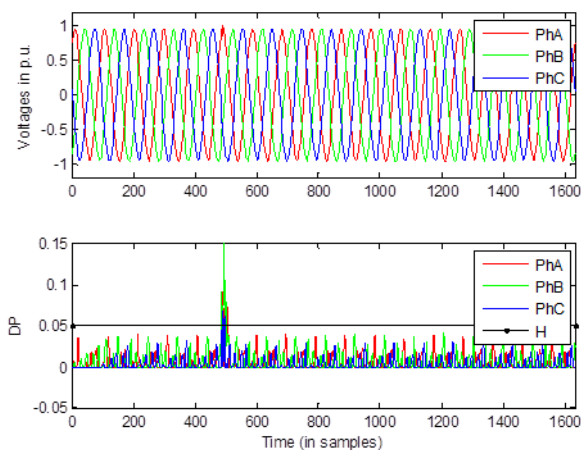


Fig. 15. From top to bottom: input signal with transient and detection parameters with the threshold.

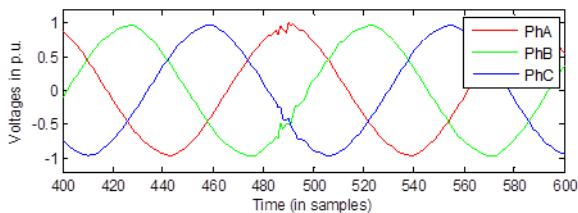


Fig. 16. Zoom of the transient area.

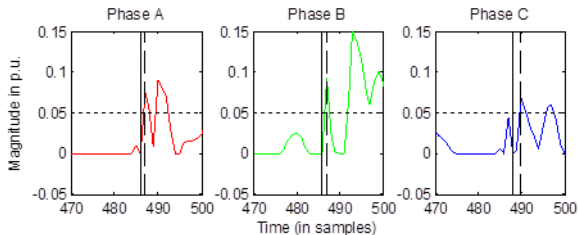


Fig. 17. From left to right: zooms of the transitions for phases A, B and C.

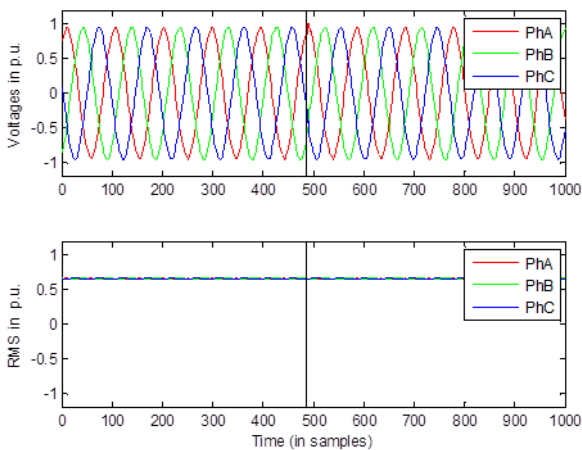


Fig. 18. From top to bottom: input signal with the trigger and RMS voltages with the trigger.

4.4. Interruptions

Fig. 19 shows the original waveform of an interruption (top graph) and the calculated DPs per phase (bottom graph). Zooms of the detection parameters in the area of the interruption are individually shown in Fig. 20, including the trigger instants  $T$  (vertical dashed line) and the calculated starting instant  $S$  (vertical solid line). The trigger points ( $T$ ) for phases A, B and C are sample 492, sample 489 and sample 484, respectively. The starting instants ( $S$ ) for phases A, B and C are sample 491, sample 486 and sample 481, respectively. The final trigger is shown in Fig. 21, with the original waveforms and the

RMS voltage over-half cycle rectangular window. The final trigger is set to the minimum value of the  $S$  parameter in the three phases, which occurs at sample 481.

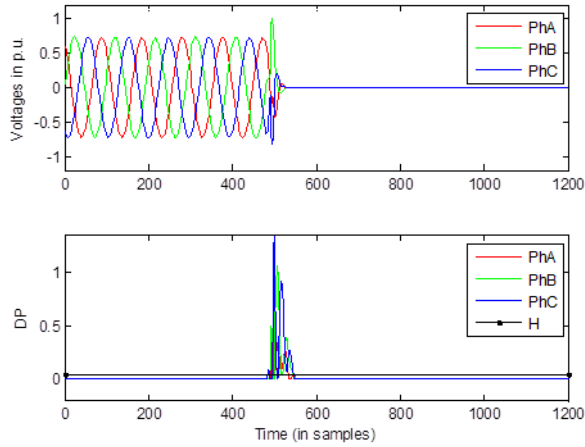


Fig. 19. From top to bottom: input signal with the interruption and detection parameters with the threshold.

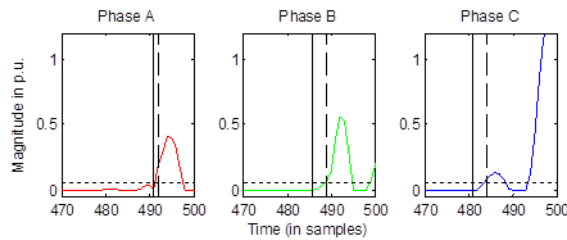


Fig. 20. From left to right: zooms of the transitions in phases A, B and C.

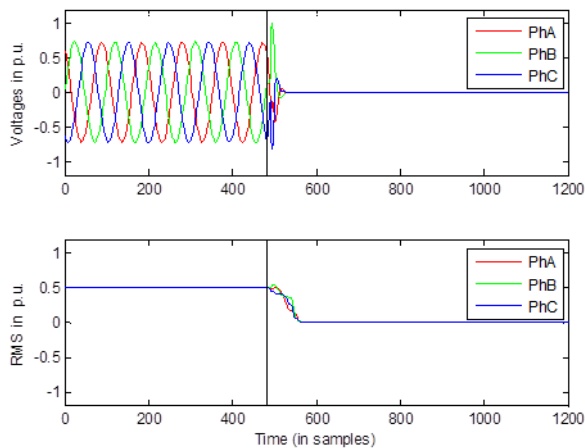


Fig. 21. From top to bottom: input signal with the trigger and RMS voltages with the trigger.



## 5. Conclusions

The present study provides a useful technique for fast online detection of PQ events. The proposed method, based on the CUSUM algorithm as a statistical estimator, accurately detects the transition for three phases of different PQ events. Furthermore, the main advantages of the solution given in this paper are that the CUSUM algorithm is extremely easy to implement and has very little computational burden, making it appropriate for an effective protection requirement. Another advantage of the CUSUM method is it performs sample-by-sample evaluation, making it suitable for early event detection. Moreover, the method overcomes the detection-delay problem inherent to the analysis windows of the conventional methods by including a counter that determines the time elapsed between the start of the transition and the detection instant. Additionally, a robust threshold setting for the detection index has been proposed, configured with high sensitivity and a low false-alarm rate. The CUSUM statistical estimator has been used to determine the threshold. To this end, a probability density function of the detection parameter results has been made in order to apply CUSUM to a wide set of real measurement signals has been made. The implemented tests and experimental results show the effectiveness of this algorithm for detecting events and triggering with high precision the instant in which the three-phase signals start to deviate due to any disturbance. In summary, the proposed technique does not require much computational resolution and is very well chosen for implementation in protective relays. It is a robust detection algorithm that is capable of detecting PQ events in real-time.

## Acknowledgements

This research is partially supported by FEDER-INNTERCONECTA project Total Integrated GRid Intelligent System (TIGRIS) ITC-20131002, under contract no. 12013095 and by FEDER-INNTERCONECTA project PV-On Time ITC-20131005, under contract no. 12013096. In addition, this work has been supported by the Spanish Ministry of Economy and Competitiveness under Project TEC2013-47316-C3-1-P.

## References

- [1] Bassi AM. Evaluating the Use of an Integrated Approach to Support Energy and Climate Policy Formulation and Evaluation. *Energies* 2010;3:1604–21. doi:10.3390/en3091604.
- [2] Moreno-Muñoz A, De la Rosa JJG, López MA, Gil de Castro AR. Grid interconnection of renewable energy sources: Spanish legislation. *Energy Sustain Dev* 2010;14:104–9. doi:10.1016/j.esd.2010.03.003.
- [3] Elektrotechniker VD. Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with the low-voltage distribution networks 2011.
- [4] Guerrero-Martínez M., Romero-Cadaval E, Minambres-Marcos V, Milanés-Montero MI. Supercapacitor Energy Storage System for Improving the Power flow in Photovoltaic Plants. *Inf Midem-Journal Microelectron Electron Components Mater* 2014;44(1):40–52.
- [5] IEC 61727. Photovoltaic (PV) systems –Characteristics of the utility interface. *Int Electrothechnical Com* 2004.
- [6] IEEE Std 1547. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems 2003:1–28.
- [7] V 0126-1-1. Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid. *VDE* 2013.
- [8] Fairley P. How rooftop solar can stabilize the grid [News]. *IEEE Spectr* 2015;52:11–3.
- [9] 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;13:43–9.

- [10] Romero-Cadaval E, Minambres-Marcos VM, Moreno-Munoz A, Real-Calvo RJ, Gonzalez de la Rosa JJ, Sierra-Fernandez JM. Active functions implementation in smart inverters for distributed energy resources. 2013 Int. Conf. Compat. Power Electron., IEEE; 2013, p. 52–7.
- [11] Moreno-García I-M, Moreno-Munoz A, Domingo-Perez F, Pallares-Lopez V, Real-Calvo R-J, Santiago-Chiquero I. Implementation of a Smart Grid Inverter through Embedded Systems. *Electron Electr Eng* 2013;19:3–6. doi:10.5755/j01.eee.19.3.1378.
- [12] Mahela OP, Shaik AG, Gupta N. A critical review of detection and classification of power quality events. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;41:495–505. doi:10.1016/j.rser.2014.08.070.
- [13] De la Rosa JJG, Fernandez JMS, Ayora-Sedeno D, Aguera-Perez A, Palomares-Salas JC, Moreno-Munoz A. HOS-based virtual instrument for power quality assessment. 2011 7th Int. Conf. Compat. Power Electron., IEEE; 2011, p. 1–5.
- [14] De la Rosa JJG, Sierra-Fernandez JM, Aguera-Perez A, Sedeno DA, Palomares-Salas JC, Montero AJ, et al. HOS and CBR measurement system for PQ assessment. 11th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util., IEEE; 2011, p. 1–6.
- [15] De la Rosa JJG, Moreno-Munoz A, Palomares JC, Aguera A. Automatic classification of Power Quality disturbances via higher-order cumulants and self-organizing networks. 2010 IEEE Int. Symp. Ind. Electron., IEEE; 2010, p. 1579–84.
- [16] Gonzalez de la Rosa JJ, Aguera Perez A, Palomares Salas JC, Moreno-Munoz A. Amplitude-frequency classification of Power Quality transients using higher-order cumulants and Self-Organizing Maps. 2010 IEEE Int. Conf. Comput. Intell. Meas. Syst. Appl., IEEE; 2010, p. 66–71.
- [17] De la Rosa JJG, Moreno-Munoz A, Gallego A, Piotrkowski R, Castro E. Spectral Kurtosis based system for transients' detection: Application to termite targeting. 2009 IEEE Sensors Appl. Symp., IEEE; 2009, p. 188–93.
- [18] De la Rosa JJG, Moreno A, Puntonet CG. A Practical Approach To Higher-Order Statistics. An Application to Electrical Transients Characterization. 2007 IEEE Int. Symp. Intell. Signal Process., IEEE; 2007, p. 1–6.
- [19] Moreno-Muñoz A. *Power Quality*. Springer London; 2007. doi:10.1007/978-1-84628-772-5.
- [20] Bollen M, Gu I, Santoso S, Mcgranaghan M, Crossley P, Ribeiro M, et al. Bridging the gap between signal and power. *IEEE Signal Process Mag* 2009;26:12–31.
- [21] Gu IYH, Ernberg N, Styvaktakis E, Bollen MHJ. A Statistical-Based Sequential Method for Fast Online Detection of Fault-Induced Voltage Dips. *IEEE Trans Power Deliv* 2004;19:497–504.
- [22] De Apráiz M, Barros J, Diego RI. A real-time method for time–frequency detection of transient disturbances in voltage supply systems. *Electr Power Syst Res* 2014;108:103–12. doi:10.1016/j.epsr.2013.11.007.
- [23] Moschitta A, Carbone P, Muscas C. Performance Comparison of Advanced Techniques for Voltage Dip Detection. *IEEE Trans Instrum Meas* 2012;61:1494–502. doi:10.1109/TIM.2012.2183436.
- [24] Radil T, Ramos PM, Janeiro FM, Serra AC. PQ Monitoring System for Real-Time Detection and Classification of Disturbances in a Single-Phase Power System. *IEEE Trans Instrum Meas* 2008;57:1725–33. doi:10.1109/TIM.2008.925345.
- [25] Agüera-Pérez A, Carlos Palomares-Salas J, de la Rosa JJG, María Sierra-Fernández J, Ayora-Sedeno D, Moreno-Muñoz A. Characterization of electrical sags and swells using higher-order statistical estimators. *Measurement* 2011;44:1453–60. doi:10.1016/j.measurement.2011.05.014.
- [26] IEEE 929. IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems 2000:i – .
- [27] Hwang I, Kim S, Kim Y, Seah CE. A Survey of Fault Detection, Isolation, and Reconfiguration Methods. *IEEE Trans Control Syst Technol* 2010;18:636–53.
- [28] Basseville M, Nikiforov IV. *Detection of abrupt changes: theory and application*. 1993.
- [29] Gustafsson F. *Adaptive filtering and change detection*. 2000.
- [30] Gudzius S, Markevicius LA, Morkvenas A. Characteristics of Fault Detection System for Smart Grid Distribution Network. *Electron Electr Eng* 2011;112:123–6.
- [31] Moreno-García IM, Moreno-Munoz A, Domingo-Perez F, Lopez VP, Real-Calvo R, de la Rosa JJG. Smart Grid Inverter Interface: Statistical approach applied to event detection. 2012

- IEEE Int. Work. Appl. Meas. Power Syst. Proc., IEEE; 2012, p. 1–6. doi:10.1109/AMPS.2012.6343987.
- [32] Montgomery DC. Introduction to Statistical Quality Control. 2008.
- [33] Kenny P. Better Business Decisions from Data: Statistical Analysis for Professional Success. Apress; 2014.
- [34] Montero-Hernandez OC, Enjeti PN. A Fast Detection Algorithm Suitable for Mitigation of Numerous Power Quality Disturbances. IEEE Trans Ind Appl 2005;41:1684–90. doi:10.1109/TIA.2005.857459.
- [35] Redfern MA, Al-Nasser H. Protection of micro-grids dominated by distributed generation using solid state converters 2008:670–4.
- [36] Pires VF, Guerreiro M. A Current Differential Line Protection Using a Synchronous Reference Frame Approach 2008:198–203.
- [37] Kuen-Der Wu, Jou H-L. An orthogonal peak detector for multiphase sinusoidal signals. IEEE Trans Instrum Meas 2000;49:1216–23.
- [38] Mansor M, Rahim NA. Voltage sag detection - A survey. 2009 Int. Conf. Tech. Postgraduates, IEEE; 2009, p. 1–6.
- [39] Lee D-M, Haberler TG, Harley RG, Keister TL, Rostron JR. A Voltage Sag Supporter Utilizing a PWM-Switched Autotransformer. IEEE Trans Power Electron 2007;22:626–35. doi:10.1109/TPEL.2006.890004.
- [40] Teke A, Saribulut L, Tumay M. A Novel Reference Signal Generation Method for Power-Quality Improvement of Unified Power-Quality Conditioner. IEEE Trans Power Deliv 2011;26:2205–14.
- [41] Moreno-García I, Moreno-Muñoz A, Pallarés-López V, Real-Calvo R. Platform for Embedded Systems Design in the Smart Grid Framework. In: Sambath S, Zhu E, editors. Adv. Intell. Soft Comput., vol. 133, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg; 2012, p. 593–600. doi:10.1007/978-3-642-27552-4.
- [42] Noori MR, Jamali S, Shahrtash SM. Security assessment for a cumulative sum-based fault detector in transmission lines. 2011 10th Int. Conf. Environ. Electr. Eng., IEEE; 2011, p. 1–5. doi:10.1109/EEEIC.2011.5874792.
- [43] Mohanty SR, Pradhan AK, Routray A. A Cumulative Sum-Based Fault Detector for Power System Relaying Application. IEEE Trans Power Deliv 2008;23:79–86.
- [44] Xingze He, Man-On Pun, Kuo C-CJ. Quickest detection of unknown power quality events for smart grids 2012:1–4.
- [45] Bollen MH, Gu I. Signal Processing of Power Quality Disturbances. Wiley; 2006.
- [46] Subasi A, Yilmaz AS, Tufan K. Detection of generated and measured transient power quality events using Teager Energy Operator. Energy Convers Manag 2011;52:1959–67.

Energies 2015, 8, 8319-8338; doi:10.3390/en8088319

OPEN ACCESS

**energies**

ISSN 1996-1073

www.mdpi.com/journal/energies

Article

## Novel Segmentation Technique for Measured Three-Phase Voltage Dips

Isabel M. Moreno-Garcia <sup>1,\*</sup>, Antonio Moreno-Munoz <sup>1</sup>, Aurora Gil-de-Castro <sup>1</sup>, Math Bollen <sup>2</sup> and Irene Y. H. Gu <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Electronic Technology Area, University of Cordoba, Cordoba 14002, Spain;  
E-Mails: amoreno@uco.es (A.M.-M.); agil@uco.es (A.G.-C.)

<sup>2</sup> Electric Power Engineering, Department of Engineering Sciences and Mathematics,  
Luleå University of Technology, Skellefteå 931 87, Sweden; E-Mail: math.bollen@ltu.se

<sup>3</sup> Department of Signals and Systems, Chalmers University of Technology, Göteborg 412 58, Sweden;  
E-Mail: irenegu@chalmers.se

\* Author to whom correspondence should be addressed; E-Mail: p92mogai@uco.es;  
Tel.: +34-957-218-423.

Academic Editor: Thorsten Staake

Received: 25 April 2015 / Accepted: 30 July 2015 / Published: 6 August 2015

---

**Abstract:** This paper focuses on issues arising from the need to automatically analyze disturbances in the future (smart) grid. Accurate time allocation of events and the sequences of events is an important part of such an analysis. The performance of a joint causal and anti-causal (CaC) segmentation method has been analyzed with a set of real measurement signals, using an alternative detection technique based on a cumulative sum (CUSUM) algorithm. The results show that the location in time of underlying transitions in the power system can be more accurately estimated by combining CaC segmentation methods.

**Keywords:** electric power distribution; electric power transmission; power quality (PQ); smart grids; cumulative sum (CUSUM); voltage-dip

---

## 1. Introduction

The automatic analysis of power-system voltages and currents is an important part of the trend toward a future power system (also known as "the smart grid") that enables, among other things, a much higher penetration of renewable electricity production. Automatic analysis of such data has been common practice in so-called power-quality monitors for the last 30 years or so [1]. The concept of power quality (PQ) [2–5] is closely related to grid efficiency and electricity production. Most PQ monitors limit themselves, however, to analysis based on the international standard on power-quality monitoring, IEC 61000-4-30, which defines a set of parameters to quantify both voltage quality and current quality. Next to this, a large volume of work has been published on more advanced signal-processing tools for extracting features and finding information about the underlying event or phenomenon causing a certain power-quality disturbance.

The complete and detailed supervision of power-quality disturbances would entail the following stages: detection, segmentation, and characterization. The complete characterization of a disturbance is needed to assess its cause, to prevent harmful effects on power system components, and to establish limits of responsibilities between a network's operator and its final customers. All of these, in turn, are important building blocks toward the future power system, in which a substantially larger amount of renewable electricity production will be connected.

A substantial number of advanced signal-processing methods have been applied to detect and analyze PQ disturbances with satisfactory results (see [6,7] for an overview). According to [7], these methods can be grouped in time-dependent waveforms features [8], signal transformation [9], and parametric models [7]. For example, there are research studies based on using multiresolution generalized S-transform to detect disturbances [10].

A range of features can be extracted using advanced signal-processing methods. This work concentrates on the detection of a sudden change in the character of a waveform. Such a sudden change will typically be a change in magnitude of the voltage or current waveform, but it may also be a sudden change in distortion. For the detection of such a change, a detection parameter (DP) is compared to a threshold. When the DP exceeds the threshold, the system detects the change and starts a number of additional processing, communication and/or storage algorithms. It is necessary to establish a correct threshold value in order to obtain an appropriate trade-off between missing events (e.g., a change in waveform character that was not detected) and false alarms (e.g., the DP exceeds the threshold when there is no change in waveform character). An example of optimized threshold setting, by performing an analysis of the detection method using different values, is shown in [8].

This paper will concentrate on one specific type of change in waveform character: the "voltage dip", a short-duration reduction of voltage magnitude. Such a dip can be due to a fault in the system, a motor starting or a transformer energizing. As faults are the most serious events occurring in a power system—potentially threatening its reliability and stability—extracting information from voltage dips is of special importance.

The aims of this paper are twofold: first, to develop an algorithm for fast detection of the start of voltage dips; and second, to study and further develop an algorithm to accurately locate the time instants of individual changes in the system associated with the dip. Those changes include fault initiation, the development of the fault, and fault clearing. The former algorithm uses the cumulative

sum (CUSUM) method as a statistical estimator to determine the DP and the threshold (Section 2.1.3); the latter algorithm uses the causal and anti-causal (CaC) segmentation method introduced by [11]. The latter study suggests a statistically-based method to determine the threshold of DP and a CaC method to locate boundary points between transition and event segments. The performance of the method has been quantified using synthetic voltage waveforms [11] but has not been applied by any author to large numbers of measured voltage waveforms. In this work, CaC method is analyzed with several voltage-dip recordings obtained at different locations in medium-voltage networks.

The rest of this paper is organized as follows. An introduction of the method proposed for detection of dips is presented in Section 2: in Section 2.1, the CUSUM algorithm is proposed as a statistical estimator to determine the DP and the threshold; in Section 2.2, the CaC methodology is presented; and Section 2.3 presents a full overview of the proposed method. Section 3 studies the performance of the method in the detection of a multistage dip. Finally, the conclusions are given in Section 4.

## 2. Methodology

In this section, a modified version of the CaC segmentation described by [11] is presented as an efficient solution for correctly identifying non-stationary and quasi-stationary states in measured voltage waveforms. A total of one hundred recording files of dip events are available to this end; these are categorized according to the ABC classification [12]. These signals are events recorded by PQ instruments and contain both pre-trigger and post-trigger information.

To segment a waveform using the CaC algorithm, the initial use of a statistical estimator to determine the threshold of the DP is necessary. The transition boundary segments are established according to the results after applying the segmentation, using both a causal analysis window and an anti-causal analysis window.

### 2.1. Detection Algorithm

The model to detect a signal transition can be divided into three steps: signal modelling, setting the DP, and decision-making. The basic principle of signal modelling is the generation of residuals obtained from the comparison of actual and expected responses of the system using mathematical models. These residuals are expected to be zero (or zero mean) under no-fault conditions. In practical situations, the residuals are corrupted by the presence of noise, unknown disturbances, and uncertainties in the system model; the aim of the method is to generate robust residuals that are insensitive to noise and uncertainties while sensitive to faults. To this end, the filtering method was considered. In residual generation, an adaptive filter takes the measured signal and transforms it into a sequence of residuals that are similar to white noise before the change occurs. The filtering approach is used to separate the signal and the noise. For this purpose, finite impulse response (FIR) or infinite impulse response (IIR) filters can be used, designed by any standard method (Butterworth, Chebyshev, *etc.*) [13]. Regarding the DP step, the aim is to conduct the treatment of residuals using a statistical algorithm to determine if the residuals significantly deviate from zero. To evaluate whether or not the deviation of DP is significant, the DP values are compared with a threshold in the decision-making step.

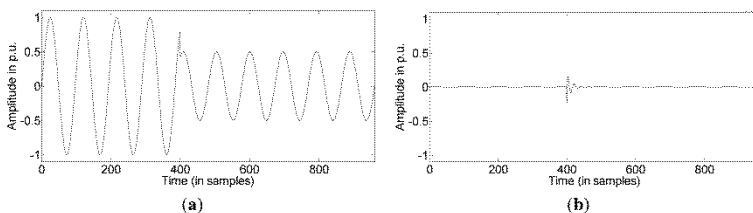
### 2.1.1. Signal Modelling Based on Filtering

In Le's work [11], the square mean error (SME) method was used in the residual generation phase, but in the research with the real events, it was rejected because it was very sensitive to noise. In this work, a high-pass Butterworth filter was used to generate residuals. The Butterworth filter is an example of an all-pole filter with no ripple in the pass band, and is the best compromise between attenuation and phase response. This filter is sometimes called a "flat filter" due to the absence of ripples in the pass band and the stop band. Its transfer function is given by Equation (1):

$$|H|^2 = 1/(1 + (\omega/\omega_c)^{2n}) \quad (1)$$

where  $n$  is the order of the filter and  $\omega_c$  is the cutoff frequency. For this work, a 5th-order high-pass Butterworth filter has been used with a cutoff frequency of 3600 Hz for data sampled at 4800 Hz.

Figure 1 shows an example of residuals generation based on the results of the Butterworth filter. To do this, a synthetic disturbance is obtained by multiplying a synthetic signal with a step function. The magnitude of the step function drops from 1 pu to 0.5 pu at sample number 400. Figure 1a shows the resulting synthetic disturbance and Figure 1b shows the residual sequence of the filter.



**Figure 1.** (a) Synthetic transition signal; and (b) residual sequence from a Butterworth filter.

### 2.1.2. Detection Parameter Algorithm Based on Cumulative Sum Theory

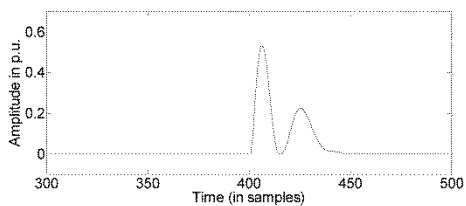
The next step is the treatment of residuals through a statistical algorithm; they must be treated to be transformed into a distance measure (DP) that quantifies the deviation from the no-change-in-waveform hypothesis. To this end, several approaches can be used: analysis of the mean or variance of the residuals, the square of the residuals, or other options based on probability ratios. Le's work [11] was based on Kalman filter, now the statistical algorithm used to develop the mentioned change detector (DP) is based on the mean and variance of the residuals; it is the CUSUM. The change detection in CUSUM is labelled as a change in the mean of the filtered signal. Therefore, the CUSUM inputs are set with the residuals from the filter that was previously used. The CUSUM directly includes all the information in the sequence of the sample by plotting the cumulative sums of any deviation of the sample values from a target value. The CUSUM has been widely used today, across industries, to monitor deviations of a process with respect to a target value and also to find evidence of change in the mean of a process. It has been successfully employed in power system fault detection in particular [14,15]. The CUSUM method is easy to handle and useful for detecting the locations of change points. The combination of information from several samples makes the CUSUM a suitable

method for detecting small changes in PQ events. The CUSUM version used in this research is the so-called tabular or two-sided CUSUM [16,17]; it was designed to detect high and low changes in mean processes, recording the cumulative sums of signal samples in two directions. In this paper, the DP proposed to detect disturbances is based only on the statistical estimator for detecting an increase in the mean, according to Equation (2):

$$g_t = \max(g_{t-1} + s_t - (\mu_0 + K), 0) \quad (2)$$

where the DP, which is named as  $g_t$ , sums the inputs  $s_t$  from the filter. In Equation (2),  $\mu_0$  is the ideal mean of the process control state; and  $K$  is the reference value. The reference value should be set such that it allows the detection of changes in waveform character. It is usually set to half of the difference between the value of the average target control state and the value of the average in which the process is considered out of control [16]. The constant value given by the sum of  $\mu_0$  and  $K$  is removed to preventive false alarms. In this work,  $\mu_0$  is set to the mean of the samples processed to the current time and  $K$  is configured as 0.5 times the standard deviation of the filtered signal.

Figure 2 shows an example of the DP calculated with the residual sequence from a high pass Butterworth filter (shown in Figure 1b) and the statistical estimator  $g_t$  given by Equation (2).



**Figure 2.** Resulting detection parameter (DP) obtained from Equation (2).

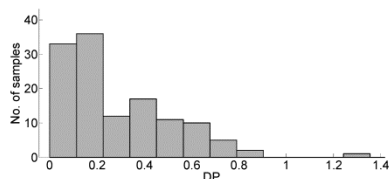
### 2.1.3. Decision-Making

The purpose of the decision-making phase is to detect when a process is considered to be out of control. In signal processing, the aim is to give an alarm when the value of a statistical parameter crosses a decision interval called threshold  $H$ . As mentioned above, non-zero residuals are generated if there is a disturbance in the signal processed (a change in waveform characteristics). This situation produces a change in the mean of the samples processed to the current time so that the change detection algorithm, DP, must indicate the variation. The main problem in statistical change detection is determining the optimal value of the threshold to obtain high accuracy of change detection and a low rate of false alarms.

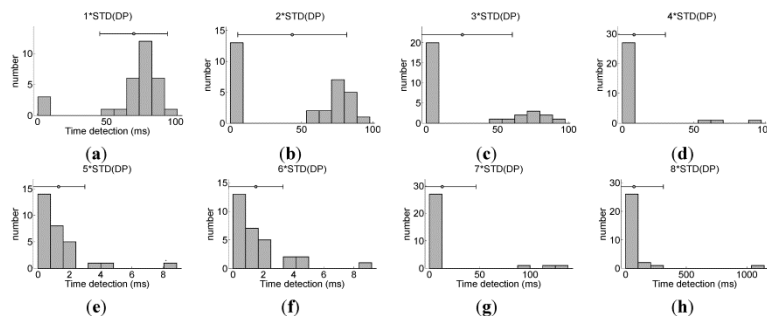
To set a threshold  $H$  that avoids false alarms, 127 measured events were filtered and analyzed. Later, the CUSUM algorithm was used to get the DP, and the result was studied through a probability density function (PDF). Figure 3 shows the result of the PDF test; one can see that setting the threshold lower than the critical DP, zero value, increases the probability of the detection, but an increase in the number of false alarms is also produced due to the underlying noise of real measurements.



Thus, to avoid this problem and to design a robust detection algorithm, an adaptive threshold has been integrated with the proposed method. To obtain a robust threshold the variance of the DP should be considered; to this end, several tests were accomplished with different variance multiples, whose results are shown in Figure 4.



**Figure 3.** Results from designing the threshold over 127 disturbances.

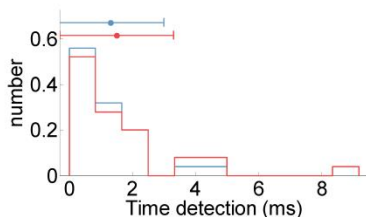


**Figure 4.** Histograms of standard deviation of DP using several multiples: (a) 1\*STD(DP); (b) 2\*STD(DP); (c) 3\*STD(DP); (d) 4\*STD(DP); (e) 5\*STD(DP); (f) 6\*STD(DP); (g) 7\*STD(DP); and (h) 8\*STD(DP).

Figure 4 shows the PDF of the detection time, in milliseconds, of the first transition of 127 disturbances recorded. From the figures, it can be seen that there is a significant increment in the detection time when the DP is multiplied by low values, as in Figure 4a–c. In Figure 4d, better results are obtained but there are cases in which the detection time is too high. The same occurs in the two last cases, Figure 4g,h. Thus, the best response in terms of detection time is obtained when the standard deviation is multiplied by 5 or 6. As shown in Figure 4e,f, in the worst cases the detection time does not exceed 10 ms. Figure 5 compares the distribution obtained when the standard deviation is multiplied by 5 to that obtained when it is multiplied by 6. One can see that there are not significant differences between the two cases, but lower times are obtained when the variance of the standard deviation of DP is multiplied by 5.

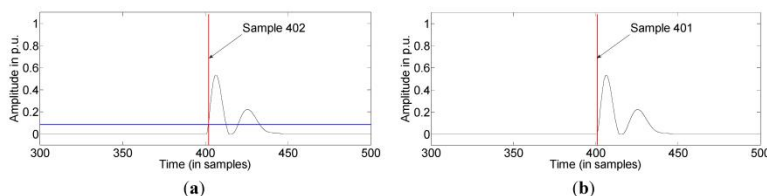
In other respects an additional counter, called  $N$ , is used to reduce the effect of the analysis window and accurately calculate the start of the transitions. The  $N$  parameter, introduced by [16], estimates the

first out-of-control instant of the process and indicates the number of consecutive times that the DP is non-zero after crossing  $H$ . Therefore, the  $N$  parameter can be used to estimate the time elapsed between the start of the underlying transition ( $S$ ) and the detection instant ( $T$ ). Then, the non-stationary state of the process is triggered as a result of subtracting  $N$  from the initially set trigger point  $T$ .



**Figure 5.** Overlap of the histograms of standard deviation of DP multiplied by 5 (blue line) and 6 (red line).

Figure 6 shows the stopping rule method for the synthetic signal shown in Figure 1a. The alarm is triggered when the DP across  $H$  in sample 402, as shown in Figure 6a. Finally, the non-stationary state of the process is triggered as a result of subtracting  $N$  from the initially set trigger point. The result of this method of dip detection is shown in Figure 6b.



**Figure 6.** Results of detection for the synthetic disturbance in Figure 1a: (a) the DP with the established threshold and trigger point; and (b) non-stationary detection.

From Figure 6a one may see that the trigger point (the vertical line) is initially set in the sample number 402. The out of control variable ( $N$ ) resulting from CUSUM is set to 1. Thus, the start of the disturbance is finally triggered at the 401 sample—the vertical line in Figure 6b.

2.2. Segmentation Algorithm

Once a change is detected, it is possible to perform the segmentation. When the DP method indicates the dip start, an indication flag is triggered. This flag is reset when the DP falls below threshold  $H$ , as shown in Figure 7.

The values of the DP that cross the threshold less than one cycle after a detected transition are not considered as transitions. They considered effects of the previous transition detected.

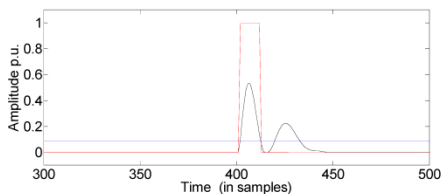


Figure 7. Causal segmentation window.

2.2.1. Causal and Anti-Causal Method

The following problem lies in the fact that there is always some detection delay due to the effect of the window used to calculate the detection index. A solution to this problem is the CaC method introduced by [11], which consists in applying, to a signal recorded of  $n$  samples, a joint segmentation scheme using a causal (forward time, from zero to  $m$ th sample) plus an anti-causal (backward time, from  $m$ th to zero sample) analysis window. The purpose of this method is to obtain an accurate time allocation of the underlying transition based on the results of the two analysis windows. It is proposed because conventional (causal) segmentation does not give an accurate trigger point but instead a delayed transition.

As discussed above, the out-of-control process point (causal flag  $T_c$ ) is obtained from a causal analysis window. On CaC, a similar process takes place in both directions, introducing the opposite time direction; therefore, an anti-causal flag ( $T_{ac}$ ) is also obtained. Then, the non-stationarity of the process in CaC directions,  $S_c$  and  $S_{ac}$ , is triggered as a result of subtracting  $N_c$  and  $N_{ac}$  from the initially set triggered points,  $T_c$  and  $T_{ac}$ , respectively, and given by the following equations:

$$S_c = T_c - N_c \tag{3}$$

$$S_{ac} = T_{ac} + N_{ac} \tag{4}$$

Figure 8 shows examples for causal segmentation (Figure 8a) and anti-causal segmentation (Figure 8b).



Figure 8. (a) Causal segmentation window; and (b) anti-causal segmentation window.

2.2.2. Estimation of the Signal Transitions Based on Causal and Anti-Causal Method

The classification of transitions as slow or fast is possible by considering the position of the CaC trigger flags ( $T_c$ ,  $T_{ac}$ ) in relation to each other. Moreover, by combining the trigger flags ( $T_c$ ,  $T_{ac}$ ), non-stationary flags ( $S_c$ ,  $S_{ac}$ ), and the counters ( $N_c$ ,  $N_{ac}$ ), the transition is then allocated.

When the trigger time instant of the causal flag is below the time instant of the anti-causal flag, there is an overlap between the two flags, as shown Figure 9. In this case, the transition is considered to be slow and the estimated duration of the signal transition is the duration of the overlap given by  $S_c$  and  $S_{ac}$ , defined by Equation (5):

$$D_0 = [S_{causal}, S_{anti-causal}] \tag{5}$$

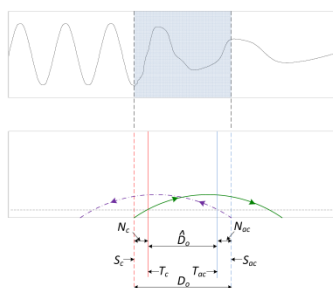


Figure 9. Causal and anti-causal (CaC) segmentation for a slow transition.

In the opposite case, if the trigger time instant of the causal flag is above the trigger time instant of the anti-causal flag, then there is a gap between the two flags, as shown Figure 10.

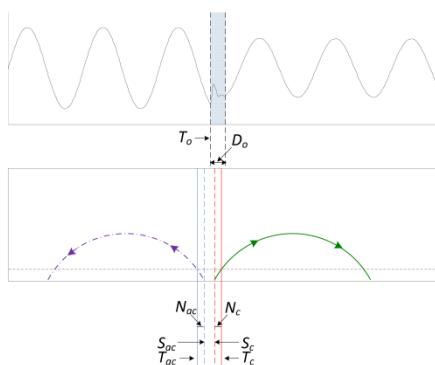


Figure 10. CaC segmentation for a fast transition.

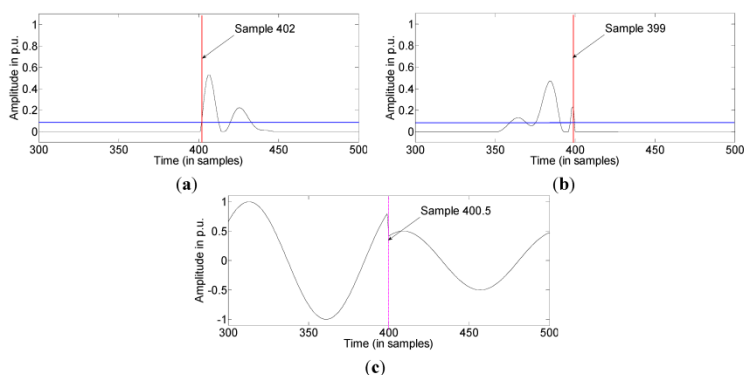
The transition is considered to be fast and the time location of the signal transition is estimated as the middle point of this gap, defined by Equation (6). The estimated duration of the transition is given by Equation (7):

$$T_0 = (T_{\text{causal}} + T_{\text{anti-causal}})/2 \quad (6)$$

$$D_0 = (T_{\text{causal}} - N_{\text{causal}}) - (T_{\text{anti-causal}} - N_{\text{anti-causal}}) \quad (7)$$

To illustrate the CaC segmentation, the disturbance shown in Figure 1a is used. First, the causal segmentation is applied to a disturbance sequence using a sliding analysis window along the causal time direction. When the DP exceeds the threshold (or, the critical DP), a transition is detected for this window. The start of the transition is at sample number 402 (Figure 11a).

Then, anti-causal segmentation is applied, where the analysis window now slides in the opposite direction (anti-causal time direction) to compute the DP. Figure 11b shows the anti-causal segmentation result, where the transition segment starts at sample number 399. As CaC segmentations entail detection delays, the actual trigger point of the transition segment is located between the two starting points for the CaC segments. According to Equation (6), the detected trigger point of transition segment is at sample 400.5 (the vertical line in Figure 11c); therefore, a time location closer to the instant in which the synthetic dip was scheduled has been calculated thanks to the CaC method.



**Figure 11.** Results from segmentation for the synthetic disturbance in Figure 1a: (a) causal segmentation; (b) anti-causal segmentation; and (c) final segmentation result.

### 2.3. Methodology of Proposed Method for Fast Detection and Segmentation of Three-Phase Dips

The proposed approach may be easily extended to voltage dip detection in three-phase signals. The extension simply requires calculating the DP for each phase and an only threshold to generate individual triggers per phase. The method starts by using a filter for the three-phase disturbance in CaC windows, and then uses the CUSUM algorithm to generate the DPs of the six signals previously generated. Next, a threshold for each DP is calculated. From these, a causal threshold and

an anti-causal threshold are calculated from their means. Finally, the detection and classification of the transitions in each phase of the disturbance are possible. The structure of the proposed method in this work is schematically represented in Figure 12.

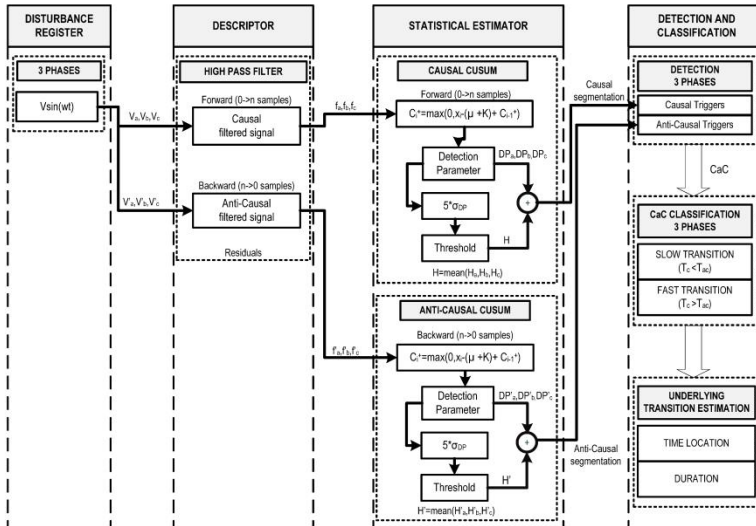
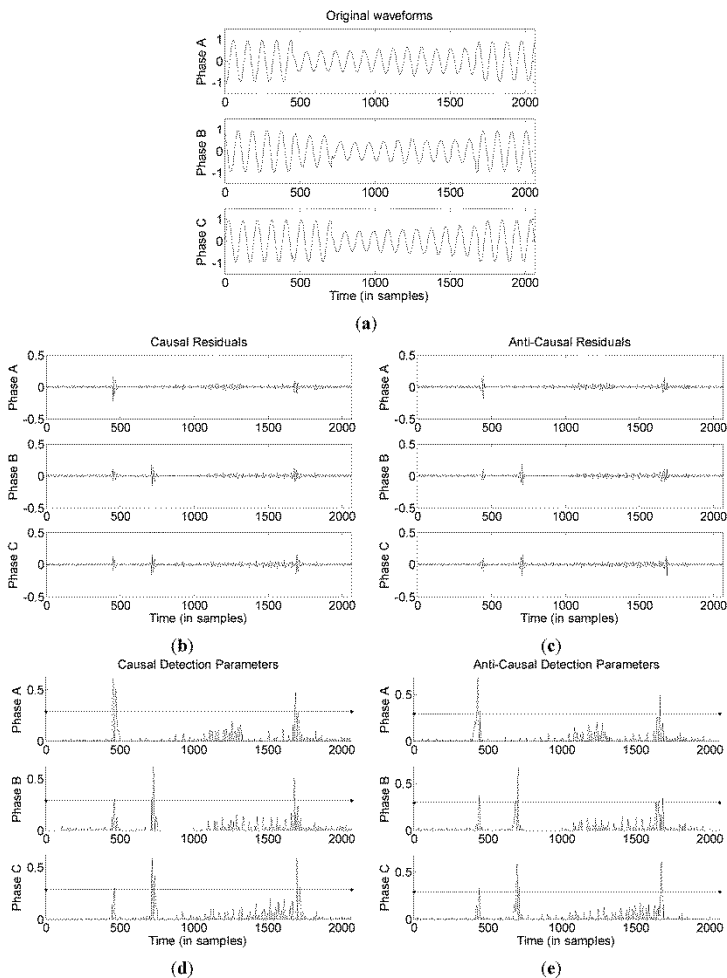


Figure 12. Schematic structure of the proposed method.

3. Results and Discussion

In order to validate the detector, the results from the detection and classification of a measurement dip (Figure 13a) using the proposed method is presented in this section. All horizontal axes of the signals show the time in samples (where each cycle contains 96 samples, or 20 ms), given that all data used in this paper were obtained from measurements with the sampling rate  $f_s = 4800$  Hz and a power system frequency of 50 Hz.

Figure 13a shows a three-signal recording with a multistage dip. Phase A is affected by a non-stable recording with a multistage dip through its duration, and this transition is observed in phases B and C. After that, there is another transition in phase B where phase C is involved. Finally, the dip recovery is produced, causing transitions in the three phases. Three causal detectors have been considered, operating with the same causal threshold (Figure 13d), and three anti-causal detectors have been considered, operating with the same anti-causal threshold (Figure 13e).



**Figure 13.** Multistage dip: (a) waveforms of the three phase measurements; (b) causal residuals from Butterworth filter; (c) anti-causal residuals from Butterworth filter; (d) causal DP based on CUSUM and causal threshold; and (e) anti-causal DP based on CUSUM and anti-causal threshold.

3.1. Segmentation Using Causal and Anti-Causal Methods

Figure 14 shows the CaC segmentation of the dip shown in Figure 13a. The CaC DPs are indicated in the graphs by the red line and the blue line, respectively. The values of the thresholds are very similar ( $H_c = 0.2869$ ;  $H_{ac} = 0.2930$ ) and their differences are not appreciated in the graphs. Finally, the segmentation is marked by the trigger points per transition,  $T_c$  (the vertical solid red line) and  $T_{ac}$  (the vertical solid blue line). Also shown in Figure 14 are the estimated time of the signal transitions per phase in the causal,  $S_c$  (the vertical dashed red line), and anti-causal,  $S_{ac}$  (the vertical dashed blue line), directions.

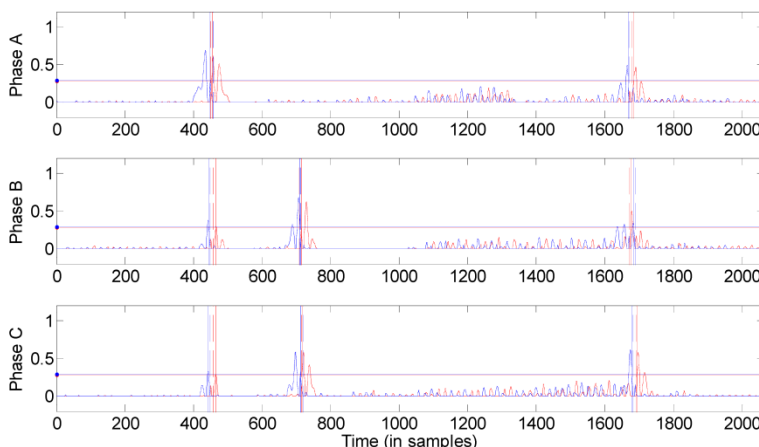


Figure 14. Causal and anti-causal segmentation of the dip.

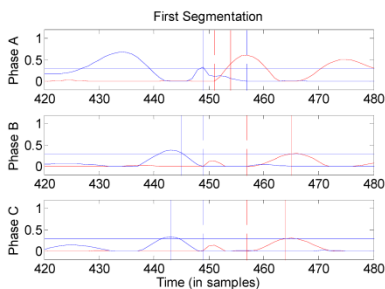
From the anti-causal results in several measurements, it was observed in the graphs that incrementing in one sample the  $S_{ac}$  value resulted in more accuracy in the detection start. This is because the anti-causal detection has a disadvantage here, as any transient due to the signal transition will occur after the transition so that the anti-causal detection will have a longer  $N$  than the causal detection. This adaptation of Equation (4) is considered in the following analysis.

3.1.1. First Transition

Figure 15 shows the transitions that occurred per phase at the start of the dip. One can see that there is no overlap for the three phases (fast transitions) because the trigger time instant of the causal flag  $T_c$  (the vertical solid red line) is above the trigger time instant of the anti-causal flag  $T_{ac}$  (the vertical solid blue line). Also shown in Figure 15 are the start points of the transitions per phase in causal,  $S_c$  (the vertical dashed red line), and anti-causal,  $S_{ac}$  (the vertical dashed blue line), directions.

The points calculated for the transitions are shown in Table 1.





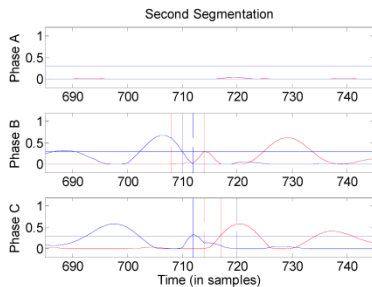
**Figure 15.** First segmentation: causal method shown in red ( $DP_c, H_c, T_c, S_c$ ) and anti-causal method shown in blue ( $DP_{ac}, H_{ac}, T_{ac}, S_{ac}$ ).

**Table 1.** Transition points for the first transition.

Phase	$T_c$ (sample)	$T_{ac}$ (sample)	$N_c$ (sample)	$N_{ac}$ (sample)	$S_c$ (sample)	$S_{ac}$ (sample)
A	454	449	3	7	451	457
B	465	445	8	3	457	449
C	464	443	7	5	457	449

3.1.2. Second Transition

Figure 16 shows the transitions that occurred per phase at the second transition of the dip. One can see that there is a fast transition in phase B and phase C because the trigger time instant of the causal flag  $T_c$  (the vertical solid red line) is above the trigger time instant of the anti-causal flag  $T_{ac}$  (the vertical solid blue line). This segmentation indicates a fault inception between phase B and phase C; phase A is not involved. Figure 13 also shows the start points of the transitions per phase in causal,  $S_c$  (the vertical dashed red line), and anti-causal,  $S_{ac}$  (the vertical dashed blue line), directions.



**Figure 16.** Second segmentation: causal method shown in red ( $DP_c, H_c, T_c, S_c$ ) and anti-causal method shown in blue ( $DP_{ac}, H_{ac}, T_{ac}, S_{ac}$ ).

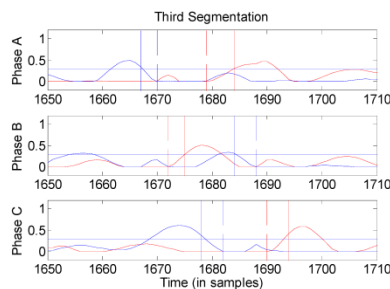
The points calculated for the transitions are shown in Table 2.

**Table 2.** Transition points for the second transition.

Phase	$T_c$ (sample)	$T_{ac}$ (sample)	$N_c$ (sample)	$N_{ac}$ (sample)	$S_c$ (sample)	$S_{ac}$ (sample)
A	-	-	-	-	-	-
B	714	710	6	1	708	712
C	717	712	3	7	714	720

3.1.3. Third Transition

Figure 17 shows the transitions that occurred per phase at the recovery of the dip, causing transitions in the three phases. One can see that there is a fast transition in phase A and phase C and there is an overlap in phase B. In phase B, the trigger time instant of the causal flag  $T_c$  (the vertical solid red line) is below the trigger time instant of the anti-causal flag  $T_{ac}$  (the vertical solid blue line). Also shown in Figure 14 are the start points of the transitions per phase in causal,  $S_c$  (the vertical dashed red line), and anti-causal,  $S_{ac}$  (the vertical dashed blue line), directions.



**Figure 17.** Third segmentation: causal method shown in red ( $DP_c, H_c, T_c, S_c$ ) and anti-causal method shown in blue ( $DP_{ac}, H_{ac}, T_{ac}, S_{ac}$ ).

The points calculated for the transitions are shown in Table 3.

**Table 3.** Transition points for the third transition.

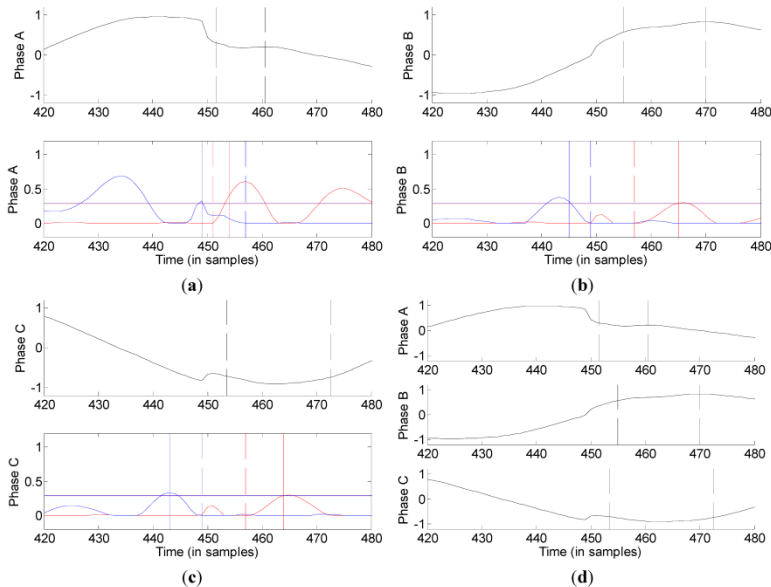
Phase	$T_c$ (sample)	$T_{ac}$ (sample)	$N_c$ (sample)	$N_{ac}$ (sample)	$S_c$ (sample)	$S_{ac}$ (sample)
A	1684	1667	5	2	1679	1670
B	1675	1684	3	3	1672	1688
C	1694	1678	4	3	1690	1682

3.2. Estimate of the Signal Transitions Based on Causal and Anti-Causal Method

The following figures show the estimated start and end points of the actual signal transitions per phase, as well as the CaC segmentation, magnified, in areas around the transition segments.

3.2.1. First Transition

In the first transition of the dip, shown in Figure 18, there are fast transitions in the three phases, such that the estimated transitions have been calculated according to Equations (6) and (7).



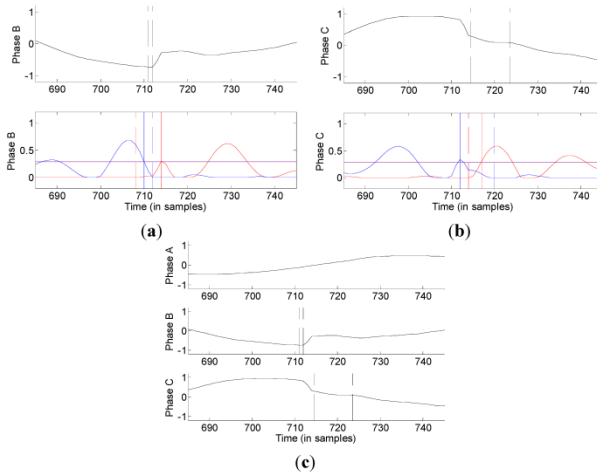
**Figure 18.** Final segmentation and CaC segmentation for the first transition: (a) phase A; (b) phase B; (c) phase C; and (d) three-phase.

3.2.2. Second Transition

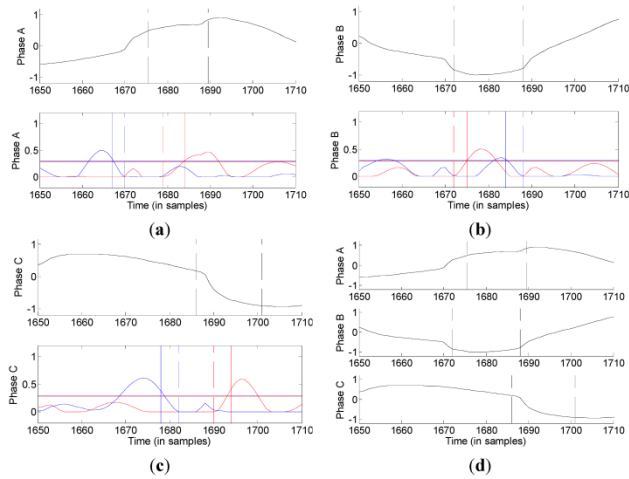
In the second transition of the dip, shown in Figure 19, there are fast transitions in phase B and phase C. As with the previous case, the estimated transitions have been calculated according to Equations (6) and (7).

3.2.3. Third Transition

In the dip recovery, shown in Figure 20, there are fast transitions in phase A and C, so that the estimated transitions have been calculated according to Equations (6) and (7). In phase B there is a slow transition, and the estimated transition has been calculated according to Equation (5).



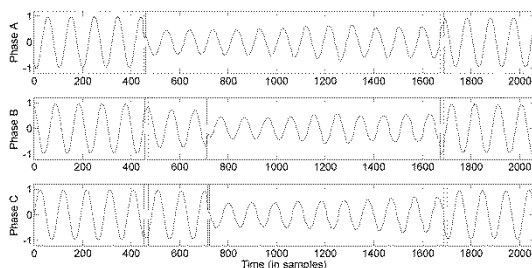
**Figure 19.** Final segmentation and CaC segmentation for the second transition: (a) phase B; (b) phase C; and (c) three-phase.



**Figure 20.** Final segmentation and CaC segmentation for the third transition: (a) phase A; (b) phase B; (c) phase C; and (d) three-phase.

### 3.2.4. Final Three-Phase Segmentation of the Signal Transitions

The vertical lines in Figure 21 mark the beginning and the end of each estimated transition in the considered voltage dip. It can be observed that, for each phase, the proposed method consistently detects the actual signal transitions.



**Figure 21.** Final segmentation of the signal transitions in all three phases.

## 4. Conclusions

The present study provides a segmentation method that is useful for detecting transitions on recorded dips and accurately determining the times at which they occur. The proposed method combines CUSUM as a statistical estimator with joint CaC segmentation. The proposed method accurately detects the transition segments for the three-phase dips. The method overcomes the detection-delay problem of conventional methods by combining both forward (causal) and backward (anti-causal) segmentation to estimate the location in time of the transition segments. In addition, the method improves the detection-delay problem inherent to the analysis windows of conventional methods by including a counter that determines the time elapsed between the start of the transition and the detection instant. Moreover, a method to determine the threshold setting for the detection index, configured with a high probability of detection and a low false alarm rate, has been proposed. Experimental results show very good performance for measured voltage dips in a real power system. Furthermore, analyzing both forward and backward-sliding windows, the method is able to distinguish slow and fast transitions throughout the recorded dip. Further research is needed to study the relationship of the dip's segmentation with its start and its recovery with the proposed method, with the final purpose of looking for a relationship with other classification methods such as symmetrical components classification or the ABC classification. The overall aim of this work is to design robust classifiers that provide an easy way to characterize events that occur in the power system with high accuracy and, consequently, to determine the origin of those events.

## Acknowledgments

This research is partially supported by FEDER-INNTERCONECTA project Total Integrated GRid Intelligent System (TIGRIS) ITC-20131002, under Contract No. 12013095, and by

*Energies* **2015**, *8*

8337

FEDER-INNTERCONECTA project PV-On Time ITC-20131005, under Contract No. 12013096. In addition, this work has been supported by the Spanish Ministry of Economy and Competitiveness under Project TEC2013-47316-C3-1-P.

#### Author Contributions

Isabel Moreno and Aurora Gil developed the proposed method and performed the simulations and analysis; Antonio Moreno provided the instructions on the CUSUM algorithm; Math Bollen provided some useful recorded signals of disturbances in power system; and Irene Gu provided instructions on the joint causal and anti-causal segmentation. Isabel Moreno coordinated the main theme of this paper and wrote the manuscript. All of the authors supervised and approved the final version of the manuscript.

#### Conflicts of Interest

The authors declare no conflict of interest.

#### References

1. Dugan, R.C.; McGranaghan, M.F.; Santoso, S.; Beaty, H.W. *Electrical Power Systems Quality*, 3rd ed.; McGraw Hill Professional: New York, NY, USA, 2012.
2. Moreno-Muñoz, A. *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment*; Springer Science & Business Media: New York, NY, USA, 2007.
3. Mozina, C.J. Interconnection protection of IPP generators at commercial/industrial facilities. *IEEE Trans. Ind. Appl.* **2001**, *37*, 681–688.
4. Moreno-Munoz, A.; de-la-Rosa, J.J.G.; Lopez-Rodriguez, M.A.; Flores-Arias, J.M.; Bellido-Outerino, F.J.; Ruiz-de-Adana, M. Improvement of power quality using distributed generation. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* **2010**, *32*, 1069–1076.
5. Moreno-Munoz, A.; Flores-Arias, J.; Gil-de-Castro, A.; de-la-Rosa, J.J.G. Power quality for energy efficient buildings. In Proceedings of the 2009 International Conference on Clean Electrical Power, Capri Capri, Italy, 9–11 June 2009; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2009; pp. 191–195.
6. Ribeiro, P.F.; Duque, C.A.; Ribeiro, P.M.; Cerqueira, A.S. *Power Systems Signal Processing for Smart Grids*; Wiley: Hoboken, NJ, USA, 2013.
7. Bollen, M.; Gu, I.; Santoso, S.; Mcgranaghan, M.; Crossley, P.; Ribeiro, M.; Ribeiro, P. Bridging the gap between signal and power. *IEEE Signal Process. Mag.* **2009**, *26*, 12–31.
8. Gu, I.Y.H.; Ernberg, N.; Styvaktakis, E.; Bollen, M.H.J. A Statistical-Based Sequential Method for Fast Online Detection of Fault-Induced Voltage Dips. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2004**, *19*, 497–504.
9. De Apráiz, M.; Barros, J.; Diego, R.I. A real-time method for time-frequency detection of transient disturbances in voltage supply systems. *Electr. Power Syst. Res.* **2014**, *108*, 103–112.
10. Huang, N.; Zhang, S.; Cai, G.; Xu, D. Power Quality Disturbances Recognition Based on a Multiresolution Generalized S-Transform and a PSO-Improved Decision Tree. *Energies* **2015**, *8*, 549–572.

11. Le, C.D.; Gu, I.Y.H.; Bollen, M.H.J. Joint causal and anti-causal segmentation and location of transitions in power disturbances. In Proceedings of the 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, MN, USA, 25–29 July 2010; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2010; pp. 1–6.
12. Bollen, M.H.; Gu, I. *Signal Processing of Power Quality Disturbances*; John Wiley & Sons: Hoboken, NJ, USA, 2006.
13. Gustafsson, F. *Adaptive Filtering and Change Detection*; Wiley: Hoboken, NJ, USA, 2000.
14. Mohanty, S.R.; Pradhan, A.K.; Routray, A. A Cumulative Sum-Based Fault Detector for Power System Relaying Application. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2008**, *23*, 79–86.
15. Noori, M.R.; Jamali, S.; Shahrtash, S.M. Security assessment for a cumulative sum-based fault detector in transmission lines. In Proceedings of the 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, Italy, 8–11 May 2011; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2011; pp. 1–5.
16. Montgomery, D.C. *Introduction to Statistical Quality Control*; Wiley: Hoboken, NJ, USA, 2008.
17. Basseville, M.; Nikiforov, I.V. *Detection of Abrupt Changes: Theory and Application*; Prentice Hall: Upper Saddle River, NJ, USA, 1993.

© 2015 by the authors; licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



## TESTS AND ANALYSIS OF A NOVEL SEGMENTATION METHOD USING MEASUREMENT DATA

Isabel MORENO  
University of Cordoba – Spain  
p92mogai@uco.es

Aurora GIL-de-CASTRO  
University of Cordoba – Spain  
agil@uco.es

Irene Y.H. GU  
Chalmers – Sweden  
ireneгу@chalmers.se

Math BOLLEN  
LTU – Sweden  
math.bollen@ltu.se

### ABSTRACT

*Fault detection in power systems and its diagnosis are highly relevant issues within a power quality scope. Detailed analysis of disturbance recordings, like voltage dips, requires accurate segmentation methods. A joint causal and anti-causal (CaC) segmentation method has been introduced but only been tested with synthetic signals. In this paper, its performance has been analysed with a set of real measurement signals.*

### INTRODUCTION

In the process of transmission and distribution of energy from power plants to the end points of consumption that takes place through the power grids, the voltage waveform undergoes alterations that can impact certain users. The analysis of alterations in the voltage waveform has increasingly become a very important aspect, which has led to an increased interest in equipment that monitor the quality of electrical power. This premise leads to the concept power quality (PQ) [1]–[4], which is closely related to grid efficiency and electricity production.

Evaluating the electrical system disturbances involves study of deviations for the voltage and current from the ideal waveform. In general, these deviations can be classified into two groups under PQ paradigm: variations and events [1]. The former (eg, harmonics, overvoltages, unbalance, etc.) are generally regarded as small and gradual deviations from the sine wave voltage / current, characterized as steady-state phenomena; the latter occur producing sudden large deviations of the waveform, and are characterized as non-stationary random phenomena, usually caused by incidents in the operating conditions of the electrical system.

As well, automatic event detection and analysis in power systems and its diagnosis are highly relevant issues with PQ monitoring. According to [5], the first step in the gathering of information from a power quality event is the detection and subsequently segmentation, and analysis. This means that the first point where an event begins or ends is found and then the segmentation is performed to divide the event into parts. The detection and segmentation of event waveforms are related to finding both quasi-stationary parts and non-quasi-stationary parts of the signal at a given time scale.

Usually event detection is an online process that leads to the activation record of the event, while the event segmentation is afterward performed, during the analysis of a recorded event.

A Kalman filter-based joint causal and anti-causal (CaC) segmentation method is introduced by [6]. The study suggests a statistically-based method to determine the threshold of detection parameter (DP) and a CaC method to locate boundary points between transition and event segments. The performance of the method has been quantified using synthetic voltage waveforms [6] but has not been applied by any author to large numbers of measured voltage waveforms. In this paper, CaC method is analyzed with several voltage-dip recordings obtained at different locations in medium voltage networks. The other main contribution of this paper is the use of cusum (cumulative sum) method as statistical estimator to determine the DP and the threshold.

### METHODOLOGY

In this section, a modified version of CaC segmentation described by [6] is presented as an efficient solution to the correct identification of non-stationary and quasi-stationary stages in measured voltage waveforms. A total of one hundred recording files of dip events are available to this end, which are categorized according to the ABC classification [5]. These signals are events recorded by power quality instruments and contain both pre-trigger and post-trigger information.

To segment a waveform using CaC algorithm, the use of a statistical estimator is initially necessary to determine the threshold of the DP. Later the transition boundary segments are established according to the results of applying the segmentation using a causal analysis window plus an anti-causal analysis window.

#### Threshold Algorithm based on Cusum Theory

The following section shows how the statistical estimator used in this study works. The cusum algorithm is used to fast detect any abrupt change in the waveform. The basic principle of the algorithm is the incorporation of all the information from the sampled values. This is achieved by the cumulative sum of the deviations found in the sampling relative to a reference value ( $\mu_0$ ).





If the value of  $\mu_0$  is the ideal mean of the process control state (target value) and  $X_j$  is the average of the  $j^{\text{th}}$  sample, the cumulative sum method is given by (Eq.1):

$$C_i = \sum_{j=1}^i (X_j - \mu_0) \quad (1)$$

Where  $C_i$  is called cumulative sum up (including the  $i^{\text{th}}$  sample). Cusum determines that in any process on control state, the sum accumulated result of Eq.1 generates random values with mean zero. If the mean varies between two values processed in an increasing way, there will be a positive accumulation in  $C_i$ . On the other hand, if the mean processed varies in a decreasing way, there will be a negative accumulation in  $C_i$ . The combination of information from several samples makes the cusum a suitable method for detecting small changes in the process as well as on-line control.

The tabular cusum version [7] is designed to detect high and low changes in mean process, recording cumulative sums of the samples of a signal in two directions. For this reason, this method works by accumulating deviations from the mean that are above its ideal value with the parameter  $C^+$  (upper cusum, Eq.2) and accumulating deviations from the mean that are below its ideal value with the parameter  $C^-$  (lower cusum, Eq.3):

$$C_i^+ = \max[0, x_i - (\mu_0 + K) + C_{i-1}^+] \quad (2)$$

$$C_i^- = \max[0, (\mu_0 - K) - x_i + C_{i-1}^-] \quad (3)$$

In Eq.2 and Eq.3,  $K$  is the reference value set with a value that allows a fast fault detection, which is usually half of the difference between the value of the average target control state and the value of the average in which the process is considered out of control. The process is considered to be out of control when any statistic crosses a decision interval (threshold  $H$ ).

This method has been previously used to detect and classify disturbances on synthetic signals [8], [9]. In this case, several measured events have been tested. However, false alarms were generated in many cases. To set a threshold  $H$  that avoids false alarms, the cusum algorithm has been tested with all the files that were available and programming different values of  $K$  and  $H$  parameters. According to the data obtained, the method proposed to detect disturbances is only based on upper cusum  $C^+$  (Eq.2) as statistical estimator to determine the DP and the threshold. This algorithm is configured as follows:  $K$  as 0.5 times the standard deviation of the filtered signal and  $H$  as 5 times the standard deviation of DP. The selection of the design parameter values ( $K$ ,  $H$ ) has a strong influence on the performance of the cusum algorithm.

To demonstrate this methodology, one phase of a type C dip (fast transition) is used. Fig. 1 shows an example based on the residual sequence from a high pass

Butterworth filter (referred in the figure as filtered signal) and the statistical estimator positive cusum  $C^+$  (referred to DP). Fig. 2 shows the disturbance detection of this dip. When the DP crosses  $H$  (the horizontal black line on Fig. 2(a), an indication flag (red square wave on Fig. 2(c)) is triggered. This flag is reset when DP falls below the threshold.

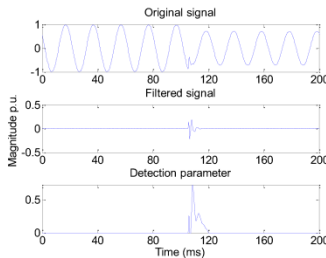


Fig. 1. From top to bottom: (a) Original signal; (b) Residual sequence from the Butterworth filter; (c) Resulting detection parameter (DP) obtained from (Eq.2).

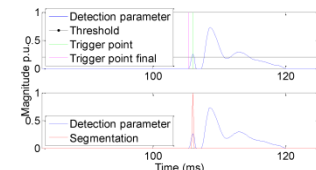


Fig. 2. (a) The DP with the established threshold and the trigger points (top); (b) Segmentation window (bottom).

To accurately estimate the first out of control instant of the process is, an additional parameter ( $N^*$ ) must be considered. This parameter indicates the number of consecutive times that the DP has been nonzero after DP first crosses  $H$ . Finally, the non-stationary of the process is triggered as a result of subtracting  $N^*$  to initially set trigger point.

From Fig. 2(a) one may see that the trigger point (the vertical dashed green line) is initially set in 106.04 ms, this time corresponds to the 509 sample. The out control variable ( $N^*$ ) resulting from cusum is set to 3. Thus, the disturbance starts at the 506 sample. This sample corresponds to 105.41 ms (the vertical magenta green line).

**Segmentation Algorithm based on CaC Theory**

The CaC introduced by [6] consists in applying to a signal recorded of  $n$  samples a joint segmentation scheme



using a causal (forward time, from zero to n<sup>th</sup> sample) plus an anti-causal (backward time, from n<sup>th</sup> to zero sample) analysis window. The purpose of this method is to obtain an accurate time allocation of the underlying transition based on the results from the two analysis window.

As said above, from a causal analysis window the out of control process point (causal flag) is obtained. On CaC, a similar process takes place in the opposite time direction and an anti-causal flag is also obtained. Combining these time instants, a causal and anti-causal flags, the transition is then allocated. In addition, the transition classification as slow or fast is possible by considering the position of the causal and anti-causal flags in relation to each other (Fig. 3).

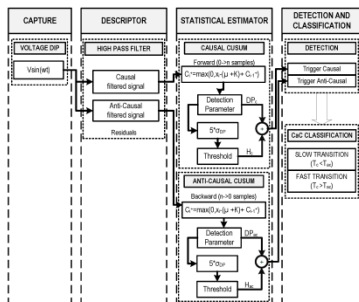


Fig. 3. Dip events detection and classification with the proposed method.

When there is an overlap between the two flags, the trigger time instant of causal flag is below the time instant of the anti-causal flag. In this case, the transition is considered to be slow and the estimated duration of the underlying transition is the duration of this overlap, defined by Eq.4:

$$\hat{D}_0 = [T_{causal}, T_{anti-causal}] \quad (4)$$

In the opposite case, if the trigger time instant of causal flag is above the trigger time instant of the anti-causal flag, then there is a gap between the two flags. The transition is considered to be fast and the time location of the underlying transition is estimated as the middle point of this gap, defined by Eq.5:

$$\hat{T}_0 = (T_{causal} + T_{anti-causal})/2 \quad (5)$$

To better describe the CaC segmentation, the disturbance shown in Fig 1(a) (fast transition) is used. First, the causal segmentation is applied to a disturbance sequence,

using a sliding analysis window along the causal time direction. When the DP exceeds the threshold (or, the critical DP), a transition is detected for this window. The start of the transition is at sample 506 (105.41 ms).

Then, anti-causal segmentation is applied, where the analysis window now slides in the opposite direction (anti-causal time direction) to compute DP. Fig. 4 shows the anti-causal segmentation result, where the transition segment starts at sample 504 (105 ms). As causal and anti-causal segmentations give a detection delay, the actual trigger point of the transition segment is located between the two starting points from the causal and anti-causal segments. According to Eq.5, the detected trigger point of transition segment is at the  $(506+504)/2 = 505$  (105.2 ms).

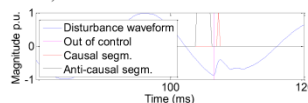


Fig. 4. Result from segmentation of the fast transition shown in Fig. 1(a).

**RESULTS**

The results presented correspond to measured signals that present dips with different type transitions: slow, fast and multi-stage transitions.

**Slow transition**

An example of a voltage dip due to a three-phase fault (or symmetrical fault) in a distribution system is shown in Fig. 5. In this case, there is the same voltage dip in the three phases. This is a typical type A dip [5].

Fig. 6 shows the CaC segmentation applied to the disturbance analyzed (zoomed in area around the transition segments). One can see that within the first segmentation shown in Fig. 6 (a) there are overlaps in the CaC flags in the three phases. The transition segment to a transition with overlap is considered as starting from the starting point of causal segment and ending at the starting point of anti-causal segment. The slow transitions for this segmentation have a duration of 24.37 ms for phase A ( $T_{causal} = 101.04$  ms and  $T_{anti-causal} = 125.41$  ms), 24.79 ms for phase B ( $T_{causal} = 101.04$  ms and  $T_{anti-causal} = 125.83$  ms) and 10 ms for phase C ( $T_{causal} = 100.2$  ms and  $T_{anti-causal} = 110.2$  ms). In the second segmentation shown in Fig. 6 (b), there are slow transitions for phases B ( $T_{causal} = 1593.33$  ms and  $T_{anti-causal} = 1600.41$  ms) and C ( $T_{causal} = 1595$  ms and  $T_{anti-causal} = 1598.75$  ms) but fast transition on phase A (1598.22 ms). These result that both detected CaC transitions areas are quite long.

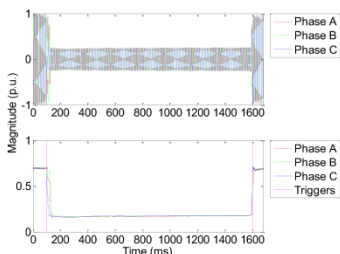


Fig. 5. Slow dip: (a) Voltages waveforms; (b) rms voltages and CaC segmentation.

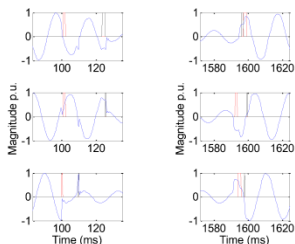


Fig. 6. Results from casual segmentation (dashed red line) and anti-causal segmentation (black line) for the slow dip shown in Fig. 5 (blue line): (a) First CaC segmentation (left); (b) Second segmentation (right).

**Fast transition**

An extreme case of a nonbalanced dip with an additional phase-angle jump is studied in Fig. 7. In this case the dip shows a large drop in phases A and C, however almost no drop in the phase B. These conditions are typical of a type C dip [5].

Fig. 8 shows the CaC segmentation applied to the disturbance studied (zoomed area around the transition segments). The first segmentation shown in Fig. 8(a) indicates a fault inception between phase A and phase C, phase B is not involved. There is no overlap for phase A,  $T_{causal} = 96.48$  and  $T_{anti-causal} = 93.12$  ms. According to Eq.5, the detected trigger point of transition segment for phase A is at 94.79 ms. There is overlap in the CaC flags for phase C ( $T_{causal} = 94.79$  ms and  $T_{anti-causal} = 95$  ms). The transition for phase C is found to start somewhere at before 94.79 ms. The second segmentation shown in Fig. 8(b) indicates that on recovery dip the phase B is involved. There is no overlap for phases ABC (fast

transitions). The trigger points for phases ABC are 428 ms, 432 ms and 429 ms respectively. These result that both detected CaC transitions areas are quite short.

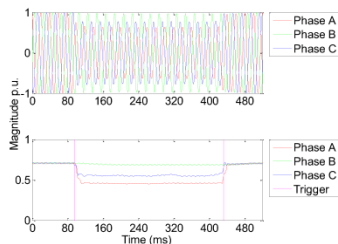


Fig. 7. Fast dip: (a) Voltages waveforms; (b) rms voltages and CaC segmentation.

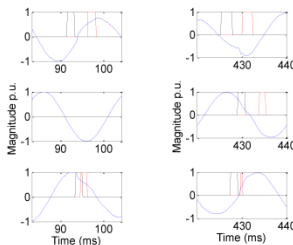


Fig. 8. Results from casual segmentation (dashed red line) and anti-causal segmentation (black line) for the fast dip shown in Fig. 7 (blue line): (a) First CaC segmentation (left); (b) Second segmentation (right).

**Multi-stage transition**

Fig. 9 shows a voltage dip due to a fault that develops from a single phase through two phases to ground to three phases [5].

Fig. 10 shows the CaC segmentation applied to the disturbance analyzed. The first segmentation indicates the start of a type D dip. This segmentation is characterized by fast transitions on two phases. According to Eq.5, the trigger points for phases A and B are 92.08 ms and 90.41 ms respectively. The second segmentation indicates that the dip develops into a type F dip, the transition is triggered in 294.16 ms for phase A and in 294.79 ms for phase C. This result that the development from a fast recovery dip to a slow recovery dip is fast. The third segmentation indicates a deviation on the dip. The two latest segmentations indicate the start and the end of a



type A event. In the start of this event is detected by fast transitions in phase B (567.91 ms) and phase C (566.45 ms). This result that the development from a two phases to ground dip to a three phases dip the transition is fast. The last segmentation implies the type A event recovery. There are overlaps in the CaC flags for phase A ( $T_{\text{causal}} = 613.75$  ms and  $T_{\text{anti-causal}} = 617.5$  ms) and phase B ( $T_{\text{causal}} = 611.66$  ms and  $T_{\text{anti-causal}} = 616.45$  ms). The recovery is triggered in phase C by a fast transition on 615.41 ms. One can see that the recovery is quite long.

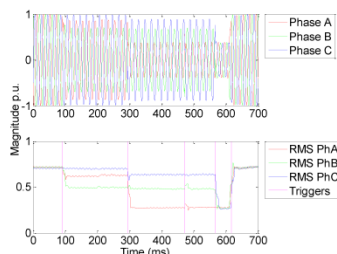


Fig. 9. Multi-stage transition: (a) Voltages waveforms; (b) rms voltages and CaC segmentation.

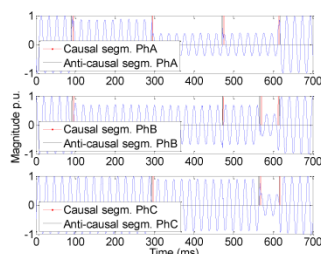


Fig. 10. CaC segmentation for a multi-stage dip.

## CONCLUSIONS

Experimental results show that CaC segmentation is useful to detect both slow and fast transitions on recorded dips. The proposed method, based on cusum as statistical estimator and CaC segmentation, accurately detects the transition segments for three phases of different dip types. Furthermore, a classification of dip types can be made based on the proposed method: Dips with fast transition in two phases or fast transition in one phase and no detection in other one, these dips are due to two phases or single phase to ground faults and have a fast recovery; Dips with slow transition on two or three

phases, are due to three phases or two phases to ground faults and have a slow recovery.

## Acknowledgments

This research is partially supported by FEDER-INNTERCONNECTA project Total Integrated GRid Intelligent System (TIGRIS) ITC-20131002, under contract no. 12013095 and by FEDER-INNTERCONNECTA project PV-On Time ITC-20131005, under contract no. 12013096. In addition, this work has been supported by the Spanish Ministry of Economy and Competitiveness under Project TEC2013-47316-C3-1-P.

## REFERENCES

- [1] A. Moreno-Muñoz, Power Quality. Springer London, 2007, p. 423.
- [2] C. J. Mozina, "Interconnection protection of IPP generators at commercial/industrial facilities," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 37, no. 3, pp. 681–688, 2001.
- [3] A. Moreno-Munoz, 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, Dec. 2010.
- [4] A. Moreno-Munoz, J. . Flores-Arias, A. Gil-de-Castro, and J. J. G. de la Rosa, "Power quality for energy efficient buildings," in 2009 International Conference on Clean Electrical Power, 2009, pp. 191–195.
- [5] M. H. Bollen and I. Gu, Signal Processing of Power Quality Disturbances. Wiley, 2006.
- [6] C. D. Le, I. Y. H. Gu, and M. H. J. Bollen, "Joint causal and anti-causal segmentation and location of transitions in power disturbances," in IEEE PES General Meeting, 2010, pp. 1–6.
- [7] D. C. Montgomery, Introduction to Statistical Quality Control. 2008.
- [8] I. M. Moreno-García, A. Moreno-Munoz, F. Domingo-Perez, V. Pallares-Lopez, R. J. Real-Calvo, and J. J. Gonzalez-de-la-Rosa, "Intelligent electronic device for Smart Grid: Statistical approach applied to event detection," in IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2012, pp. 5221–5226.
- [9] I. M. Moreno-García, A. Moreno-Munoz, F. Domingo-Perez, V. P. Lopez, R. Real-Calvo, and J. J. G. de la Rosa, "Smart Grid Inverter Interface: Statistical approach applied to event detection," in 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS) Proceedings, IEEE, 2012, pp. 1–6.



# Implementation of a Smart Grid Inverter through Embedded Systems

I. M. Moreno-Garcia<sup>1</sup>, A. Moreno-Munoz<sup>1</sup>, F. Domingo-Perez<sup>1</sup>, V. Pallares-Lopez<sup>1</sup>, R. Real-Calvo<sup>1</sup>,  
I. Santiago-Chiquero<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Department of Computer Architecture, Electronics and Electronic Technology,  
University of Cordoba, C. Rabanales, Ed. Leonardo da Vinci, E-14071 Cordoba, Spain  
p62dopef@uco.es*

**Abstract**—This paper focuses on the integration of the inverter into the Smart Grid environment. This work consists of developing an Intelligent Electronic Device (IED) which can perform measurement and protection functions. Our work focuses on the development of a platform for the real-time monitoring, measurement of power quality and electrical parameters, the implementation of the main functions of a protective relay and the detection of power quality events, in particular sags, swells, transients and faults. This IED becomes part of the inverter electronic equipment as an embedded system. The following work presents the proposed IED architecture for multifunctional processing, synchronization and communication in order to fulfil the requirements of Distributed Generation grid connection. The main goal here is detection and evaluation of voltage disturbances with higher-order statistics. Different types of disturbances are tested and results obtained are successful.

**Index Terms**—Power quality, power system measurements, power system protection, smart grids.

## I. INTRODUCTION

Led its expansion by the boom of the photovoltaic market, the inverter has consolidated as a key piece for the integration of Distributed Energy Resources (DER) in the grid. A review of the different topologies and control systems can be found in [1], [2]. Although important steps have been taken to develop more efficient and reliable inverters, it is still necessary to redouble the efforts to reach the levels achieved by this equipment in other sectors. This paper focuses on inverter aspects such as communication compatibility with international standards, power quality protection and predictive tools for equipment self-diagnosis and maintenance. This work follows the legislation and international standards related to grid interconnection of renewable energy sources presented in [3].

We are still in a transition scenario wherein, despite the normative efforts made in the scope of the interconnection, there still exist numerous barriers which prevent a real increase of the DER presence [4], [5]. This is the reason why the work continues with plans of performance which were

recently established. An inverter oriented to work in a Smart Grid environment has not been developed at all. The designed inverter must communicate the measurements and the necessary parameters of operation [6], [7], in real or deferred time, so that the diagnosis algorithms and functions can be run. Therefore, we stand before a scenario in which the communication technologies play a fundamental role for the development of systems which allow the management and control of the integration of DER [8]. It is necessary a deep analysis of the requirements of each communication subsystem, synchronization between nodes and scalability in distributed or centralized networks, facing the election of the optimal technology for each one. In this sense, the new standards of wireless communication arisen in the last years [9], [10] open up many possibilities that must be explored as an effective alternative solution to other technologies traditionally used in the sector.

The following section proposes an Intelligent Electronic Device (IED) design which can be embedded into the inverter equipment. This IED provides the inverter with measurement and protection functions, making it ready to be used in the new model of Smart Grid with the characteristics described in [11], i.e. fast registration of the events, transmission to the power network control system, smart relay protection devices, etc.

## II. IED ARCHITECTURE

A high capacity IED that guarantees the computational accuracy needed to detect critical events is proposed to monitor the power quality (PQ) and establish a protection system. Fig. 1 shows the architecture of the system and Fig. 2 shows a block diagram which represents the IED procedure that involves sampling, processing and detection. The chosen architecture for designing the system is CompactRIO (cRIO), manufactured by National Instruments (NI), which has already been successfully used for PQ monitoring [12].

The system combines a real-time processor with a FPGA core which has direct access to input/output modules. The acquisition and control software has been developed using NI LabVIEW. Fig. 3 shows the system interface.

Platform's features have been defined taking into account PQ, protective relay functions and synchronization standards. The system controller is a NI CompactRIO 9074,

which supports compatibility with NI voltage and current input modules NI 9225 and NI 9227. Voltage and current in the three lines of a three-phase system are measured simultaneously in these modules. Having a sampling rate of 50 kS/s not only can they measure voltage and current (and hence power) but they can also be used to determine some PQ parameters like harmonics, frequency, noise, etc.

The AC programmable power source 9003iX CTS 400, manufactured by California Instruments, was selected to test the platform. This power system integrates a transient network analyzer and a three-phase output; it can also run several standardized PQ tests (voltage sags, swells, flickers, etc.).

The cRIO controller runs as an IEEE 1588 slave to the GrandMaster Clock XLI IEEE1588v2, which works as a Precision Time Protocol (PTP) master to synchronize the event measurements [13].

A full real time operating embedded system (ES) is configured using LabVIEW. The ES integrates two parallel loops, a time critical loop and a normal priority loop. The real time controller runs the time critical loop to communicate with the FPGA, time critical routines must be allocated in this loop. Voltage and current signals acquisition and their processing are included in this high priority loop. The time critical loop is executed with the maximum priority every 10 ms. The normal priority loop is used to set communication with the remote PC host, data visualization and additional analysis. Four loops which run in parallel have been implemented. The first loop is executed every 100 ms with the second priority level. This loop runs window generation functions, it uses two sliding windows of one and ten cycles (50 Hz) which are updated every half cycle (IEC 61000 4 30). The other three loops are executed every 200 ms (third priority level). One of them is used to perform PQ measurements; another loop deals with power and energy measurements and the last one is in charge of disturbance detection.

PQ features are processed depending on their deterministic or stochastic nature, as it was shown in Fig. 2. PQ events like voltage dips or surges change the Gaussian behavior of the normal 50/60 Hz sinusoidal waveform. The PQ stochastic events detection is based on higher order statistics (HOS), skewness (third order) and kurtosis (fourth order), which are employed to recognize non-Gaussian processes [14]. Results section shows several tests with HOS analysis. Apart from PQ events, the system can also measure and detect steady state signal features such as harmonics and interharmonics, voltage unbalance and power and energy measurements.

Several voltage and current parameters such as average

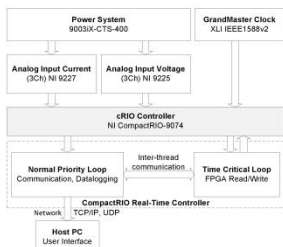


Fig. 1. Platform architecture.

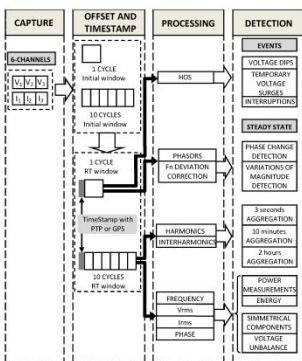


Fig. 2. IED functional design.

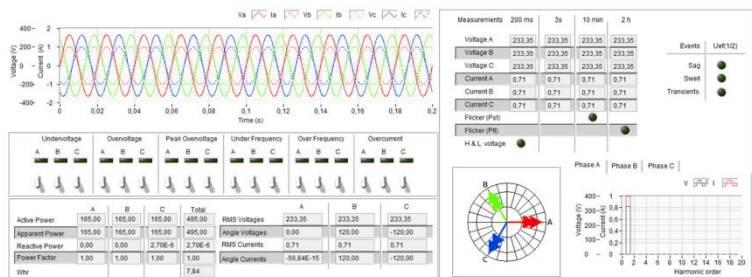


Fig. 3. Virtual instrument graphic user interface.

peak and RMS values are calculated in order to simulate the functionality of the protective relay. The protection functions which have been integrated in the ES are the most typical: over/undervoltage (59, 59N, 27, 27N), peak overvoltage (5911), over/under frequency (810, 81U) and overcurrent (50, 50N, 51VC2, 51N) [15].

III. RESULTS

A HOS analysis was performed to the electrical disturbances of Table I. Intensity, initial time and duration time are shown in the table.

TABLE I. PQ DISTURBANCES DURING TESTS.

Event	Intensity	Time reference	Init.	Dur.
Sag	75%	Seconds	0,2	0,1
Swell	75%	Seconds	0,2	0,1
Transient	Impulsive 80%	Seconds	0,2	0,005
	Notch 80%	Seconds	0,21	0,005
Underfrequency	50%	Cycles	8	10
Overfrequency	50%	Cycles	8	10

The next figures show RMS, variance, skewness and kurtosis values for each disturbance. The PQ event detection is possible due to the differences between resulting waveforms after the HOS analysis. HOS analysis is applied in every signal cycle (20 ms).

Firstly, Fig. 4 shows the results of the sag test whereas Fig. 5 provides the swell results. The transient test is shown in Fig. 6.

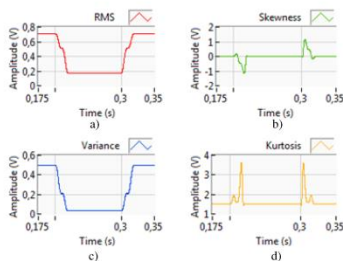


Fig. 4. Sag HOS analysis.

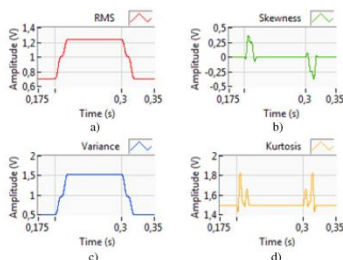


Fig. 5. Swell HOS analysis.

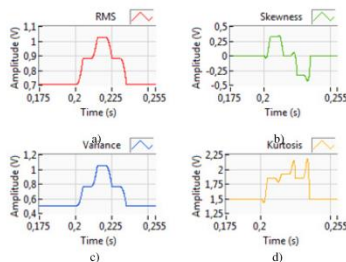


Fig. 6. Transient HOS analysis.

Finally, underfrequency and overfrequency test results are shown in Fig. 7 and Fig. 8, respectively.

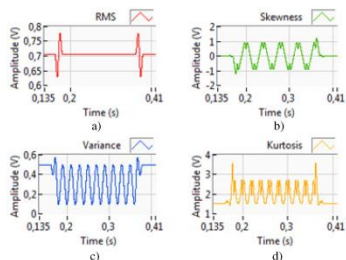


Fig. 7. Underfrequency HOS analysis.

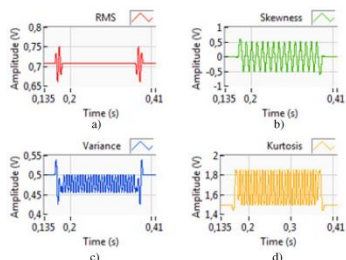


Fig. 8. Overfrequency HOS analysis.

Results show that amplitude variations, without altering the shape of the waveform, keep the skewness and kurtosis values, and the variance gives information of the new amplitude. Kurtosis changes with the sinusoidal shape, characterizing the signal's symmetry via the skewness.

The subjacent power-event classification technique could follow the following procedure. The first parameter to contrast is the frequency of the events. The window length (20 ms) allows a classification, resulting constant values for 50 Hz events and non-stable values for other frequencies. If the tested signal shows constant values (events of 50 Hz),



skewness would be the next parameter to be tested. The skewness informs about the symmetry of the signal. Hence, 50 Hz symmetrical signals would exhibit constant skewness of 0, and 50 Hz asymmetrical signals would be associated to other constant values. Moreover, if the tested signal shows a constant skewness with value 0 (50 Hz symmetrical signal), additional information of the signal could be obtained from its kurtosis. A 50 Hz symmetrical signal with constant kurtosis valued 1.5 is associated to a sine wave. Non-sinusoidal 50 Hz symmetrical shapes have kurtosis values different from 1.5. Finally, if the tested signal shows a constant skewness valued 0 and a constant kurtosis of 1.5 (50 Hz sinusoidal signal), the event will be a sag or a swell (or healthy signal) depending on its amplitude's variation.

The algorithm is noise tolerant, behaving as expected up to a SNR = 30 dB. A practical approach has been performed using real-life signals from the IEEE working group P1159.3. Under real conditions the algorithm behaves properly with an accuracy of the 83%.

#### IV. CONCLUSIONS

A Smart Grid Inverter Interface for monitoring the power quality and establish a protection system has been described in this paper. Furthermore the system guarantees computational accuracy needed to real-time critical events detection and classification. It has been shown how it is possible to have measurement and protection functions in a single device with the proposed ES architecture and software. In addition, hardware and software flexibility of this technology allows the design of different types of devices with the same architecture but with different scales or levels of computing power to suit different Smart Grid applications.

Several tests have been performed with a three-phase power supply to real-time monitoring of power quality, electrical measurements and implement the major functions of a protective relay. To the HOS method, used to enhance characterization of these events, the power system was configured as single-phase which is able to run most of PQ disturbances achieving a great success in performance, proving the system to be suitable for the detection of critical events. The advantage of the proposed method is the early event detection respect to the traditional method used to this end as is the RMS case.

Future work will include experimental tests with remote data sent to the main control system and programming the FPGA to acquire signals every 10 ms so that there is a correspondence between embedded measuring and the power converter.

#### REFERENCES

- [1] J. M. Carrasco, L. G. Franqueo, J. T. Bialasiewicz, E. Galvan, R. C. P. Guisado, M. A. M. Prats, J. I. Leon, N. Moreno-Alfonso, "Power electronic system for the grid integration of renewable energy sources: a survey". *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 1, pp. 1002-1016, 2006. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2006.878356>
- [2] T. C. Green and M. Prodanovic, "Control of inverter-based micro-grids". *Electr. Power Syst. Rev.*, vol. 77, no. 9, pp. 1204-1213, Jul. 2007. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.017>
- [3] A. Moreno-Muñoz, J. J. G. De la Rosa, M. A. López, and A. R. Gil de Castro, "Grid interconnection of renewable energy sources: Spanish legislation". *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 2, pp. 104-109, Jun. 2010. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2010.03.003>
- [4] J. A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities". *Electr. Power Syst. Rev.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189-1203, Jul. 2007. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>
- [5] G. Marsh, "Lowering the barriers to RE: Grid connection of small renewables". *Refocus*, vol. 5, no. 6, pp. 45-47, Nov.-Dec. 2004. [Online]. Available: [http://dx.doi.org/10.1016/S1471-9846\(04\)00260-4](http://dx.doi.org/10.1016/S1471-9846(04)00260-4)
- [6] V. C. Gungor F. C. Lambert, "A survey on communication networks for electric system automation". *Comput. Netw.*, vol. 50, no. 7, pp. 877-897, May 2006. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.comnet.2006.03.005>
- [7] V. K. Sood, D. Fischer, J. M. Eklund, and T. Brown, "Developing a communication infrastructure for the Smart Grid". In *Proc. of the IEEE Electrical Power & Energy Conf.*, 2009, pp. 1-7.
- [8] S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, P. A. Crossley, "UK scenario of islanded operation of active distribution networks with renewable distributed generators". *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 7, pp. 1251-1255, Sep. 2011. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2011.01.004>
- [9] T. Sauter, M. Lobashov, "End-to-end communication architecture for Smart Grids". *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1218-1228, Apr. 2011. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/TIE.2010.2070777>
- [10] A. Zaballo, A. Vallejo, J. M. Selga, "Heterogeneous communication architecture for the smart grid". *IEEE New.*, vol. 25, no. 5, pp. 30-37, Sep.-Oct. 2011. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/MNET.2011.6033033>
- [11] S. Gudžius, L. A. Markevičius, and A. Merkvenas, "Characteristics of fault detection system for smart grid distribution Network". *Elektronika ir Elektrotechnika (Electronics and Electrical Engineering)*, no. 6, pp. 123-126, 2011.
- [12] S.-I. S. Tsai, C. C. Luo, "Synchronized power-quality measurement network with LAMP". *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 1, pp. 484-485, Jan. 2009. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/TPWRD.2008.2005361>
- [13] V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Muñoz, J. J. G. de La Rosa, M. G. Redondo, R. Real-Calvo, I. M. García, A. G. de Castro, and F. D. Perez, "Synchrophasor for smart grid with IEEE 1588-2008 synchronism". *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 1A, pp. 31-36, Jan. 2012.
- [14] A. Agüera-Pérez, J. C. Palomares-Salas, J. J. G. de la Rosa, J. M. Sierra-Fernández, E. Ayora-Secillo, A. Moreno-Muñoz, "Characterization of electrical sags and swells using higher-order statistical estimators". *Measurement*, vol. 44, no. 8, pp. 1453-1460, Oct. 2011. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.measurement.2011.05.014>
- [15] M. V. V. S. Yalla, "A digital multifunction protective relay". *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 1, pp. 193-201, Jan. 1992. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1109/61.108907>

## Platform for Embedded Systems Design in the Smart Grid Framework

Isabel Moreno-García, Antonio Moreno-Muñoz,  
Víctor Pallarés-López, and Rafael Real-Calvo

Research Group PAIDI-TIC-168  
University of Córdoba, Area of Electronics, Campus de Rabanales, Leonardo da Vinci building,  
E-14071 Córdoba, Spain  
(p92mogai, amoreno, vpallares, rafael.real)@uco.es

**Abstract.** Nowadays, there is a worldwide interest in Distributed Generation (DG). This is due to the need to integrate renewable energy sources into the Distribution System. This paper proposes the development of a platform to the safe and intelligent management of the DG in the grid. It is considered an Embedded System (ES) that performs measurements of Power Quality (PQ) and determines the consumption of electric power in the grid, in addition to implement the functionality of a digital relay providing to system of the typical protection functions. The proposed system requires a platform to integrate, among others, innovative technologies of processing multifunctional, synchronization and communication. NI LabVIEW Real-Time software, which allows the development of the system proposed in a real environment and the NI CompactRIO platform has been selected for this.

**Keywords:** Smart Grid, Power Quality, Relay, Embedded Systems, CompactRIO.

### 1 Introduction

Transport and distribution grids have been built with the primary objective of bringing safe and effective, energy generated by few and predictable sources, geographically, located up to millions of people throughout the territory. However, grids currently in service are facing new challenges which must be adapted: new and diverse sources of distributed energy and higher requirements of demand, both in the industrial sector and in the residential sector, derived from the current digital revolution. Interest in the renewal of the distribution of the electrical grid is spreading.

This will however present a radical shift from traditional central control philosophy (which is presently used to control typically hundreds of generators) to a new more intelligent and distributed control paradigm (applicable for operation of large number of generators and controllable loads). The need for new delivery system design and operations methodologies, advanced support systems and technologies has never been greater [1], [2]. Within this context, the future of an intelligent infrastructure in the utilities sector will require global integrity of large numbers of independent and



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

I. M. Moreno-Garcia, Student Member IEEE, A. Moreno-Munoz, Senior Member IEEE, F. Domingo-Perez, Student Member IEEE, V. Pallares Lopez, Member IEEE, R. Real-Calvo J. J. Gonzalez de la Rosa\*, Senior Member IEEE  
Electrónica, Escuela Politécnica Superior, Universidad de Córdoba. Campus de Rabanales. E-14071 Córdoba. (Spain).

Tel: +35-957-218373. Fax: +35-957-218316. E-mail: amoreno@uco.es

\*Universidad de Cádiz. Área de Electrónica. EPSA. Avda. Ramón Puyol, S/N. E-11202 Algeciras Cádiz, (Spain)

**Abstract**—This paper presents an universally deployable controller geared toward emerging Smart Grid inverter communication/control standards. The Smart Grid Inverter Interface handles communications, security, signal I/O, and processing of information for grid interoperable power converters. This paper proposes the development of a platform to the safe and intelligent management of the DG in the grid. Our work focuses on the development of a virtual instrument for the real-time monitoring, measurement of power quality and electrical parameters, the implementation of the main functions of a protective relay and the detection of power quality events, in particular sags, swells, transients and faults.

## I. INTRODUCTION

Distributed Energy Resources (DER) which is mainly associated to renewable energies, is having a remarkable development in many countries by political and strategic reasons. The growing coexistence of both conventional and DER in the same electrical system is causing a reconsideration of the traditional power system model towards the Smart Grid. This change is required by the need to have a real time management of power flows in the entire electrical system, owing to the market trend towards diversifying power generation sources. Led its expansion by the boom of the photovoltaic market, the inverter has consolidated as a key piece for the integration of DER in the smart grid. A review of the different topologies and control systems can be found in [1],[2]. Although important steps have been taken to develop more efficient and reliable inverters, it is still necessary to redouble the attempts to reach the levels achieved by this equipment in other sectors. We are still in a transition scenario wherein, despite the normative developed in the scope of the interconnection, there still exist numerous barriers which prevent a real increase of the DER presence [3],[4]. This is the reason why the work continues with plans of performance which were recently established. The designed inverter must communicate the measurements and the necessary parameters of operation [5],[6],[7] in real or deferred time, so that the diagnosis algorithms and functions can be run. Therefore, we stand before a scenario in which the communication technologies play a fundamental role for the development of systems which allow the management and control of the integration of DER [8]. Our research is focused on Smart Grid Inverter Interface complementary aspects such as

communication, power quality protection, security, signal I/O, and processing of information for grid interoperable power converters. Particularly, the main goal of this paper is to implement some of the functionality required for grid interconnection of DER by international standards, detailed in [7]. The following sections propose a robust, highly integrated and multifunctional Intelligent Electronic Device (IED), with sufficient computing power to implement new power quality (PQ) measurement and protection solutions, which can be embedded into the grid-tied inverter interface.

## II. FAULTS DETECTION AND ISOLATION OVERVIEW

Perturbations should be pre-processed and recorded only if they have the potential for affecting the system. Usually, the likelihood of PQ event occurrence is evaluated based on the RMS change across windows. Despite its simplicity, the RMS-based method is effective in detecting amplitude-related distortions. According with EN-61000-4-30 [9], this RMS value should be measured over 1 cycle, commencing at a fundamental zero crossing, and refreshed each half cycle ( $U_{RMS(1/2)}$ ). In event detection, is required a triggering function which allows selective discrimination of data points with significant deviation from the undisturbed waveform. Thus, it is necessary to establish the detection procedure that activates the perturbation recording. This is a critical task, for an effective protection requirement, it must be performed on-line and in hard real time, with the least number of false detection, by only tracking the portion of the waveforms involved in the event. Definitely we are facing a problem of change point detection within the domain of Fault detection, isolation, and reconfiguration (FDIR).

FDIR is an important and challenging scientific discipline in many engineering applications and continues to be an active area of research in the control community. FDIR offer different methodologies which ensure continual safe or acceptable operation of a system when a fault occurs through fault detection and isolation (FDI), and controller reconfiguration in response to the specific fault. The FDI problem consists of making a binary decision—either that something has gone wrong or that everything is fine, and of determining the location as well as nature of the fault. Broadly speaking, FDI methods utilize the concept of redundancy; to our purpose, analytical redundancy uses a mathematical model of the system together with some estimation techniques for

FDI. The analytical redundancy approach is more challenging due to the need to ensure its robustness in the presence of model uncertainties, noise, and unknown disturbances. The FDIR problem is a well-established subject on which various books and papers have been written. A thorough survey can be found in [10]. The problem of change detection has remained an area of strong interest in recent years. In [11], Basseville and Nikiforov discussed the basic concepts of various statistical change detection tools, with emphasis on parametric statistical tools for detecting abrupt changes in discrete time signals and dynamic systems. The book by Gustafsson [12] discusses both the theories of model-based filtering and change detection. It covers various fault detection problems in aircraft application, automatic control, signal processing, etc.

Generally, the analytical redundancy approach can be divided into quantitative model-based methods and qualitative model-based methods. The quantitative model-based methods, such as the observer-based methods, use explicit mathematical models and control theories to generate residuals for FDI. On the other hand, the qualitative model-based methods use artificial intelligence (AI) techniques, such as pattern recognition, to capture discrepancies between observed behavior and that predicted by a model. This work focuses mainly on the quantitative model-based approach to FDIR.

The analytical redundancy-based (or model-based) FDIR problem can be divided into three steps:

1. Residual generation. These residuals should ideally be zero (or zero mean) under no-fault conditions. In practical situations, the residuals are corrupted by the presence of noise, unknown disturbances, and uncertainties in the system model. Hence, many FDI methods aim to generate robust residuals that are insensitive to these noise and uncertainties, while sensitive to faults. These methods can be grouped, without any loss of generality, in a few basic approaches, namely: full-state observer-based methods; unknown input observers; ARMA model residuals; Kalman filter-based approach; stochastic approach; system identification approach; discrete event systems/hybrid systems approaches; artificial intelligence (AI) techniques. Particularly, in PQ domain has been tested successfully complex techniques which detect the distortion in the frequency domain by transforming the time waveform into the frequency waveform using either the wavelet or the short-time Fourier transform (STFT). However, is mathematically intensive, which significantly increases the computational burden and, thus, makes it unsuitable for implementation in DSP-based instruments operating in real-time conditions.
2. Decision Making. The second step is to make decisions on whether a fault has occurred (fault detection) and on the type of faults that have occurred (fault isolation) based on the residuals. This step is usually done using statistical process control (SPC) tools to test if the residuals have significantly deviated from zero, to list a few: sequential probability ratio test (SPRT); cumulative sum (CUSUM)

algorithm; exponentially weighted moving average (EWMA) algorithm, generalized likelihood ratio test or Higher order statistical algorithm.

3. Reconfiguration. Finally, this step involves changing the controller in response to the faults detected to ensure safe or satisfactory operation of the system; this will not be studied here.

### III. PROPOSED DIAGNOSIS METHOD

Fig. 1 shows a block diagram which represents the proposed method. Categorization of PQ events based on waveform shapes and their underlying causes (or events) has been studied in [14][15], and in our previous studies ([16][17][18]) using Higher order statistical (HOS) for feature extraction of electrical signals have shown the possibility of distinguish PQ events based on details beyond the second-order.

However, own of the wide range of PQ event parameters (frequencies, magnitudes, and durations), it is difficult to find a single method suitable for detection of all types of them. For example, the commonly used wavelet transform is suitable for detection of transients but fails for short- and long-duration variations (such as sags and swells, particularly those with a nonrectangular shape) [19]. In the case of the HOS the situation is similar; the behaviour differences in frequency between transients and sag (or swell) demands that the sliding window used to extract HOS features was completely different in both cases. While for the transient, after a high pass filter, the width of the window may be less than one cycle; for the last events, which are roughly of the same frequency of the 'healthy' signal (ideal power-line sine wave), the window must enclose a cycle of the 50-Hz sine wave [18]. Thus, in this new paper, to unify the statistical treatment of all PQ events it will be necessary to choose a new variable that distills from the waveform exclusively the information of the perturbation, without any losses (*a descriptor*). What is more, if we wanted to detect the event in real-time the challenge is to make the decision in less than a half-cycle, obviously.

#### A. Selection of waveform's descriptor

Different methodologies are available for the unified analysis of the three-phase power systems. The use of matrix transformations has been traditionally proposed since the very beginning of last century (Fortescue, Clark, Park) [20],[21]. This technique has been widely exploited both in steady-state and transients studies. During the last decade, the power electronics control using space vector methods has been thoroughly exploited [22]. Space vector transformation can be directly derived from the Clarke transformation. The first two components of the Clarke transformation  $u_{\alpha}$ ,  $u_{\beta}$  forms the space vector and the third one  $u_0$  represents the zero sequence voltage. The main advantage of Space Vector is that simplifies the analysis of power system, because of the reduction from three real equations to one complex equation [23]. It has been commonly used in on-line fault diagnosis of electrical machinery [23],[24],[25],[26] and fault location in distribution systems [27],[28]. However, the studies that address the

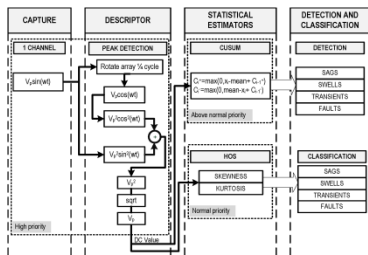


Fig. 1. Events detection and characterization with the method proposed.

application of Space Vector to PQ are relatively recent [29],[30],[31]. Different applications of Space Vector methodology to voltage sags can be found in [32],[33]. While [32] uses the space vector parameters and the zero sequence voltage to extract the characteristic features of the voltage sags and to determine their type, the paper [33] evaluates eight different methods for voltage sag source detection. The proposed methods do not require much computational effort and is very appropriate for an automatic voltage sags analysis. Finally, in [34] an algorithm has been developed using area-based approach is proposed to calculate several PQ indices, with the advantage of the reduction in the computational effort over the traditional three phases methodology.

In our proposal the variable of interest is the module of the vector, which is easily obtained by the employ of a Cartesian to spherical transformation. If three-phase parameters such as currents or voltages are balanced, the value of the transformation results in constant instantaneous dc values. Therefore, the response time is much faster than other methods such as RMS. However, for an unbalanced event, the output of the transformation adds a ripple component over the dc value, which is twice the source fundamental frequency  $f_s$ . To get the dc values, a notch filter or a low-pass filter having its cutoff frequency lower than  $2 \cdot f_s$  Hz is recommended to remove the ripple component [35][36][37]. Unfortunately, the filtering causes delay in the event detection; hence it increases the response time, which results in a delay in the overall response time. Therefore, a simple method called the "peak detection method" [38],[39], widely used in power electronics converter [39],[41], can be used to obtain our input variable. The peak detection method offers fast response time as well which is less than a quarter of a cycle.

**B. Statistical estimators**

The next step is the treatment by the statistical algorithms. This task is divided in two stages with different priority: in the high priority stage, we have integrated a CUSUM algorithm devoted exclusively to the early detection of any abrupt change in the input signal. The CUSUM directly incorporates all the information in the sequence of sample by plotting the

cumulative sums of the deviations of the sample values from a target value. As power perturbation can alternate, the two-sided CUSUM algorithm is suitably designed for this purpose [42],[43],[12]. The CUSUM have been widely used today across industries for monitoring deviations of a process about a target value and also for finding evidence of change in the mean of a process, particularly has been successfully employed in power system fault detection[44],[45]. The CUSUM method is easy to handle and useful for detecting the locations of change points. Once the change is detected, it is possible to perform the classification by the analysis of the HOS features of the disturbances obtained in the less priority loop. The PQ disturbance pattern can be recognized easily using a rule-based decision tree (RBDT) as in [46], and there is no need to use other complicated classifiers.

**IV. DESCRIPTION OF THE PLATFORM DEVELOPED**

A high capacity IED that guarantees the computational accuracy needed to detect critical PQ events is proposed. Fig. 2 shows the architecture of the complete testbed and Fig. 3 shows the architecture of the embedded system (ES). The chosen architecture for designing the system is CompactRIO (cRIO), manufactured by National Instruments (NI), which has already been successfully used elsewhere [47]. Platform's features have been defined taking into account PQ, protective relay functions and synchronization standards [48]. The system controller is a NI CompactRIO-9074, which supports compatibility with NI voltage and current input modules NI 9225 and NI 9227. Having a sampling rate of 50 kS/s, voltage and current in the three lines of a three-phase system are measured simultaneously in these modules. The analog input module is limited with 60-V input; therefore, 230 V from the outlet is step down via an AC 230/24-V transformer. The signal is then fed to the real-time processor via a reconfigurable FPGA and high-speed PCI bus. The cRIO controller runs as an IEEE 1588 slave to the Xi IEEE 1588 Grandmaster clock (PTPV2), which works as a Precision Time Protocol master to

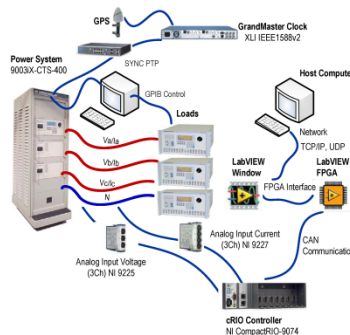


Fig. 2. Platform architecture.

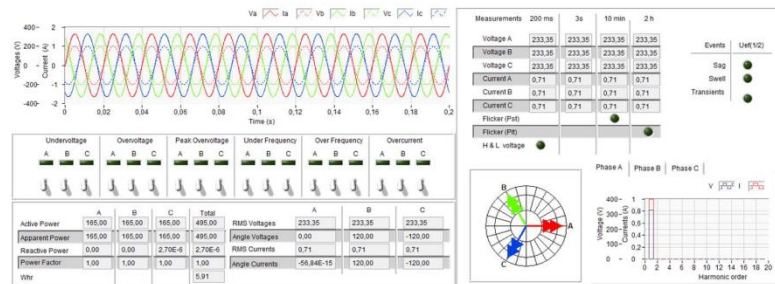


Fig. 3. Virtual instrument graphic user interface.

synchronize the event measurements. A full real-time operating ES has been presented in [49]. The protection functions which can be tested with the ES are the most typical: over/undervoltage (59, 59N, 27, 27N), peak overvoltage (5911), over/under frequency (810, 81U) and overcurrent (50, 50N, 51VC<sup>2</sup>, 51N) [50], [51]. Besides PQ events discussed here, steady state signal variations such as harmonics, voltage unbalance and power and energy measurements are processed according to IEC 61000-4-7 and IEC 61000-4-30 standards.

V. PRELIMINARY RESULTS

A statistical analysis was performed with a single-phase power system whose frequency is 50 Hz. Therefore to make an acquisition signal every half cycle the capture must be performed every 0.01 s. The results presented correspond to a signal that presents different types of events and is processed in real time.

The ES integrates three parallel loops, a time critical loop and two normal priority loops with two levels priority. The real time controller runs the time critical loop to communicate with the FPGA, time critical routines must be allocated in this loop. Voltage signal acquisition and the peak detection method processing are included in this high priority loop. The time critical loop is executed with the maximum priority every 0.01 s. The normal priority loop is used to set communication with the remote PC host, data visualization and additional analysis. Two loops which run in parallel have been implemented. The first loop is also executed every 0.01 s with the second priority level. This loop runs CUSUM method. It uses one slide window of one cycle of the peak detection signal which is updated each half cycle and then it processes the peak detection signal sample by sample to early event detection. The third loop is also executed every 0.01 s (third priority level). It is used to enhance characterization of these anomalies using two types of HOS estimator, Skewness and Kurtosis. These estimators also use one slide window of one cycle of the peak detection signal updated each half cycle. In this case, the signal is processed each cycle.

Fig. 4 shows processing time, executing time and scheduling for acquisition and peak detection task (highest

priority, HP), CUSUM task (above normal priority, ANP) and HOS task (normal priority, NP). Deterministic task and non-deterministic task are completed on time, every time.

During the test signal acquisition different events like sags, swells and transients are added to the signal. Faults are considered the same shape as a swell therefore does not add another event of this type. The next figures show peak detection, CUSUM, skewness and kurtosis values for sag, swell and transient disturbance. Firstly, Fig. 5 shows the results of the sag test whereas Fig. 6 provides the swell results. Finally, transient test results are shown in Fig. 7.

CUSUM, skewness and kurtosis deviations from zero are produced by changes in the pure sinusoidal shape of the signal. The interpretation of CUSUM graphs is as follows. The healthy fragment of the signal can be identified by the zero value associated to a healthy signal. Changes in the amplitude are identified by the increment of positive (blue line) or negative side (red line). The tests indicate that if the normalized amplitude overpass the nominal voltage the positive side increments and if the normalized amplitude remain below the value 1 the negative side increments. The event duration also can be detected by CUSUM method, when the positive or negative sided recover the healthy condition (zero value). In addition to fast voltage variations (transient test) the CUSUM values are smaller to other variations as sag and swell cases. Thus we can be used as strategy a threshold-based detection method to discriminate events. Moreover, in the transients case, both positive and negative sides are incremented during the event occurrence, whereas that for sag and swell events only increases the positive or negative side. Consequently, this is other way to discriminate events.

Attending to the HOS method, the events can be characterized. Skewness graphs show that if the amplitude decreases, firstly the skewness value takes negative values and

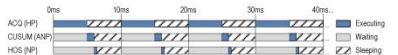


Fig. 4. Real-Time task scheduling.

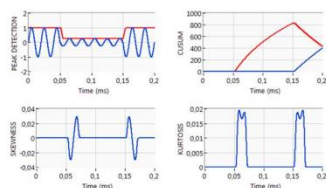


Fig. 5. Sag HOS analysis

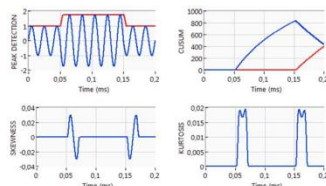


Fig. 6. Swell HOS analysis

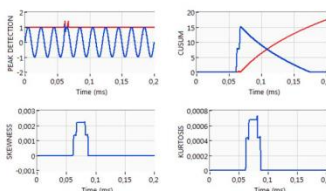


Fig. 7. Transient HOS analysis

secondly positive values. On the other hand, if the amplitude increases, firstly the skewness value takes positive values and secondly negative values. Furthermore the shape of the signal can be also characterized by the kurtosis value. For instance, in the sag and swell cases the kurtosis values are similar, but there is a minimum difference on the peak of the kurtosis signal. Although in the two cases there are two nodules on the signal peak, in the sag case the first nodule is bigger than second one, as is shown in Fig. 5, whereas in the swell case the second nodule is the biggest, as is shown in Fig. 6. We can determinate an impulsive transient when there are peaks at the same place of skewness and kurtosis graphs, and any of them are out of them are out of normal operations limits.

## VI. CONCLUSIONS

A Smart Grid Inverter Interface for monitor the power quality and establish a protection system has been described in this paper. Furthermore the system guarantees computational accuracy needed to real-time critical events detection and classification.

The control signals can be fed directly to inverter gate drive circuits to control the flow of energy between the dc and ac sides of the power inverter. Several tests have been performed with a three-phase power supply to real-time monitoring of power quality, electrical measurements and implement the major functions of a protective relay. To the CUSUM method, used to early events, and to HOS method, used to enhance characterization of these events, the power system was configured as single-phase which is able to run most of PQ disturbances achieving a great success in performance, proving the system to be suitable for the detection of critical events. The advantage of the proposed method is the early event detection respect to the traditional method used to this end as is the RMS case.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported in part by the Spanish Ministry of Industry, Tourism and Trade, and FEDER under grant no. TSI-020100-2010-484 and by Spanish Ministry of Science and Innovation under grant no. TEC2010-19242-C03-02.

## REFERENCES

- [1] J.M. Carrasco, L.G. Franquelo, J.T. Bialasiewicz, E. Galvan, R.C.P. Guisado, M.A.M. Prats, J.I. Leon, and N. Moreno-Alfonso, Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 53 (2006) 1002-1016.
- [2] T.C. Green, M. Prodanovic, Control of inverter-based micro-grids, *Electric Power Systems Research* 77 (2007) 1204-1213.
- [3] J.A.P. Lopes, N. Hatzigiorgiou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins, Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research* 77 (2007) 1189-1203.
- [4] G. Marsh, Lowering the barriers to RE-Grid connection of small renewables, *Refocus* 5 (2004) 45-47.
- [5] V.C. Gungor, F.C. Lambert, A survey on communication networks for electric system automation, *Computer Networks* 50 (2006) 877-897.
- [6] V.K. Sood, D. Fischer, J.M. Eklund, T. Brown, Developing a communication infrastructure for the Smart Grid, in: *Proceedings of the EPEC 2009*, Montreal, Canada, 2009.
- [7] A. Moreno-Muñoz, J.J.G. De la Rosa, M.A. López, A.R. Gil de Castro, Grid interconnection of renewable energy sources: Spanish legislation, *Energy for Sustainable Development* 14 (2010) 104-109.
- [8] S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, P.A. Crossley, UK scenario of islanded operation of active distribution networks with renewable distributed generators, *Electrical Power and Energy Systems* 33 (2011) 1251-1255.
- [9] EN 61000-4-30 (2003). Electromagnetic compatibility (EMC). Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods
- [10] Hwang, I., Kim, S., Kim, Y., & Seah, C. E. (2010). A survey of fault detection, isolation, and reconfiguration methods. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 18(3), 636-653
- [11] M. Basseville and I. V. Nikiforov, *Detection of Abrupt Changes: Theory and Application*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1993
- [12] F. Gustafsson, *Adaptive Filtering and Change Detection*. New York: Wiley, 2000
- [13] Gerek, Ö. N., & Ece, D. G. (2006). Power-quality event analysis using higher order cumulants and quadratic classifiers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(2), 883-889.
- [14] Ferreira, D. D., Cerqueira, A. S., Duque, C. A., & Ribeiro, M. V. (2009). HOS-based method for classification of power quality disturbances. *Electronics Letters*, 45(3), 183-185.



- [15] Marques, C. A. G., Ferreira, D. D., Freitas, L. R., Duque, C. A., & Ribeiro, M. V. (2011). Improved disturbance detection technique for power-quality analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(2), 1286-1287.
- [16] De La Rosa, G. J. J., & Muñoz, M. A. (2009). Electrical transients monitoring via higher-order cumulants and competitive layers. *Przegląd Elektrotechniczny*, 85(10), 284-289.
- [17] González de la Rosa, J. J., Muñoz, A. M., Gallego, A., Piotrkowski, R., & Castro, E. (2009). Higher-order characterization of power quality transients and their classification using competitive layers. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 42(3), 478-484.
- [18] 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. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 44(8), 1453-1460.
- [19] Radil, T.; Ramos, P.M.; Janeiro, F.M.; Serra, A.C.; "PO Monitoring System for Real-Time Detection and Classification of Disturbances in a Single-Phase Power System," *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, vol.57, no.8, pp.1725-1733, Aug. 2008
- [20] Paap, G. C. (2000). Symmetrical components in the time domain and their application to power network calculations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 522-528.
- [21] Bollen, M. H. J., & Gu, I. Y. (2007). On the analysis of voltage and current transients in three-phase power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(2), 1194-1201.
- [22] Bose, B. K. (2009). Power electronics and motor drives recent progress and perspective. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(2).
- [23] Milanez, D. L., & Emanuel, A. E. (2003). The instantaneous-space-phasor a powerful diagnosis tool. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 52(1), 143-148. Oliveira, L. M. R., Cardoso, A. J. M., & Cruz, S. M. A. (2011). Power transformers winding fault diagnosis by the on-load exciting current extended park's vector approach. *Electric Power Systems Research*, 81(6), 1206-1214.
- [24] Zarei, J., & Poshtan, J. (2009). An advanced park's vectors approach for bearing fault detection. *Tribology International*, 42(2), 213-219.
- [25] Mirafzal, B., & Demerdash, N. A. O. (2004). Induction machine broken-bar fault diagnosis using the rotor magnetic field space-vector orientation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 40(2), 534-542.
- [26] Arkan, M., Calis, H., & Tagluk, M. E. (2005). Bearing and misalignment fault detection in induction motors by using the space vector angular fluctuation signal. *Electrical Engineering*, 87(4), 197-206.
- [27] Martins, L. S., Martins, J. F., Pires, V. F., & Alegria, C. M. (2005). A neural space vector fault location for parallel double-circuit distribution lines. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 27(3), 225-231.
- [28] Ding, Y., Wang, P., Lu, Z., & Chen, L. (1999). Fault diagnosis method based on characteristic space vector. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, 19(9), 53-56.
- [29] Liu, H., Tang, Y., Feng, Y., & Ma, X. (2008). A power quality disturbance classification method based on time domain transform characteristic analysis. *Diangong Jishu Xuebao/Transactions of China Electrotechnical Society*, 23(11), 159-165.
- [30] Emanuel, A. E., & Milanez, D. L. (2006). Clarke's alpha, beta, and zero components: A possible approach for the conceptual design of instrumentation compatible with IEEE std. 1459-2000. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 55(6), 2088-2095.
- [31] Manana Canteli, M., Ortiz Fernandez, A., Ignacio Eguiluz, L., & Renedo Estebanez, C. (2006). Three-phase adaptive frequency measurement based on clark's transformation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3), 1101-1105.
- [32] Ignatova, V., Granjon, P., & Bacha, S. (2009). Space vector method for voltage dips and swells analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4), 2054-2061.
- [33] Polajzer, B., Stumberger, G., Seme, S., & Dolinar, D. (2008). Generalization of methods for voltage sag source detection using vector space approach. *Industry Applications, Society Annual Meeting, 2008. IAS '08. IEEE 5-9 Oct. 2008* Page(s):1 - 8
- [34] Chattopadhyay S., Sengupta S. and Mitra M(2008). Area-Based Approach in Power Quality Assessment. *International Journal of Power Management Electronics* Vol. 2008 (2008), Article ID 147359, 6 pages
- [35] Montero-Hernández, O. C., & Enjeti, P. N. (2005). A fast detection algorithm suitable for mitigation of numerous power quality disturbances. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(6), 1684-1690.
- [36] Redfern, M. A., & Al-Nasser, H. (2008). Protection of micro-grids dominated by distributed generation using solid state converters. Paper presented at the IET Conference Publications, (536 CP) 669-673.
- [37] Pires, V.F.; Guerreiro, M.; A Current Differential Line Protection Using a Synchronous Reference Frame Approach. *Developments in Power System Protection, 2008. DSPSP 2008. IET 9th International Conference on*, vol., no., pp.198-203, 17-20 March 2008
- [38] Wu, K. -, & Jou, H. -. (2000). An orthogonal peak detector for multiphase sinusoidal signals. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 49(6), 1216-1223.
- [39] Mansor, M.; Rahim, N.A.; "Voltage sag detection - A survey," *Technical Postgraduates (TECHPOS), 2009 International Conference for*, vol., no., pp.1-6, 14-15 Dec. 2009
- [40] Dong-Myung Lee; Habetler, T.G.; Harley, R.G.; Keister, T.L.; Rostron, J.R.; "A Voltage Sag Supporter Utilizing a PWM-Switched Autotransformer," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol.22, no.2, pp.626-635, March 2007
- [41] Teke, A.; Saribulut, L.; Tumay, M.; "A Novel Reference Signal Generation Method for Power-Quality Improvement of Unified Power-Quality Conditioner," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.26, no.4, pp.2205-2214, Oct. 2011
- [42] Withers, C. S., & Nadarajah, S. (2011). Weighting cumsums for increased power near the end points. *Methodology and Computing in Applied Probability*, 1-27.
- [43] Genet, B.; Maun, J.-C.; "Dynamic load parameter assessment based on continuous recorder measurements," *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, vol., no., pp.1-8, June 28 2009-July 2 2009
- [44] Mohanty, S.R.; Pradhan, A.K.; Routray, A.; "A Cumulative Sum-Based Fault Detector for Power System Relaying Application," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.23, no.1, pp.79-86, Jan. 2008
- [45] Noori, M. R., Jamali, S., & Shahrash, S. M. (2011). Security assessment for a cumulative sum-based fault detector in transmission lines. Paper presented at the 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC.EU 2011 - Conference Proceedings
- [46] De La Rosa, J. J. G., Agüera-Pérez, A., Palomares-Salas, J. C., Sierra-Fernández, J. M., & Moreno-Muñoz, A. (2012). A novel virtual instrument for power quality surveillance based in higher-order statistics and case-based reasoning. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 45(7), 1824-1835.
- [47] S. J. S. Tsai, and C. C. Luo, "Synchronized power-quality measurement network with LAMP," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 484-485, Jan. 2009.
- [48] Moreno-García, I., Moreno-Munoz, A., Pallarés-López, V., & Real-Calvo, R. (2012). Platform for embedded systems design in the smart grid framework. *Advances in Intelligent and Soft Computing* Volume 133 AISC, *Frontiers in Computer Education, S. Sambath and E. Zhu, Editors*, 2012, Springer Berlin / Heidelberg, p. 593-600.
- [49] V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Muñoz, J. J. G. de la Rosa, M. G. Redondo, R. Real-Calvo, I. M. Garcia, A. G. de Castro, and F. D. Perez, "Synchrophasor for Smart Grid with IEEE 1588-2008 synchronism," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 1 A, pp. 31-36, Jan. 2012.
- [50] IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Number, Acronyms, and Contact Designation, IEEE Std. C37.2-2008, Oct. 2008.
- [51] M. V. V. S. Yalla, "A digital multifunction protective relay," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, no. 1, pp. 193-201, Jan. 1992..

# Intelligent Electronic Device for Smart Grid: Statistical approach applied to event detection

I. M. Moreno-García, Student Member IEEE, A. Moreno-Munoz, Senior Member IEEE, F. Domingo-Perez, Student Member IEEE, V. Pallares-Lopez, Member IEEE, R. J. Real-Calvo J. J. Gonzalez-de-la-Rosa\*, Senior Member IEEE  
Electrónica, Escuela Politécnica Superior, Universidad de Córdoba. Campus de Rabanales. E-14071 Córdoba. (Spain).

Tel: +35-957-218373. Fax: +35-957-218316. E-mail: amoreno@uco.es

\*Universidad de Cádiz. Área de Electrónica. EPSA. Avda. Ramón Puyol, S/N. E-11202 Algeciras Cádiz, (Spain)

**Abstract**— This paper describes an Embedded System (ES) for an inverter. In recent years, there is a worldwide interest in Distributed Generation (DG). This is due to the need to integrate renewable energy sources into the Distribution System. This paper proposes the development of a platform to the safe and intelligent management of the DG in the grid. The proposed system requires a platform to integrate, among others, innovative technologies of processing multifunctional, synchronization and communication, in a way that to perform the requirements of DG grid connection. The work here deals with the detection of power quality events, in particular sags, swells, transients and faults. Different statistical estimators have been used (skewness and kurtosis) to enhance characterization of these anomalies. Additionally, a real-time CUSUM algorithm for early detection of these events, have been implemented.

**Keywords**- Power quality, power system measurement, power system protection, IED, Smart Grid

## I. INTRODUCTION

Distributed Energy Resources (DER) which is mainly associated to renewable energies, is having a remarkable development in many countries by political and strategic reasons. The growing coexistence of both conventional and DER in the same electrical system is causing a reconsideration of the traditional power system model towards the Smart Grid. This change is required by the need to have a real time management of power flows in the entire electrical system, owing to the market trend towards diversifying power generation sources. Led its expansion by the boom of the photovoltaic market, the inverter has consolidated as a key piece for the integration of DER in the smart grid. A review of the different topologies and control systems can be found in [1],[2]. Although important steps have been taken to develop more efficient and reliable inverters, it is still necessary to redouble the attempts to reach the levels achieved by this equipment in other sectors. We are still in a transition scenario wherein, despite the normative developed in the scope of the interconnection, there still exist numerous barriers which prevent a real increase of the DER presence [3],[4]. This is the reason why the work continues with plans of performance which were recently established. The designed inverter must communicate the measurements and the necessary parameters of operation [5],[6],[7] in real or deferred time, so that the diagnosis algorithms and functions can be run. Therefore, we

stand before a scenario in which the communication technologies play a fundamental role for the development of systems which allow the management and control of the integration of DER [8].

Our research is focused on Smart Grid Inverter Interface complementary aspects such as communication, power quality protection, security, signal I/O, and processing of information for grid interoperable power converters. Particularly, the main goal of this paper is to implement some of the functionality required for grid interconnection of DER by international standards, detailed in [7]. The following sections propose a robust, highly integrated and multifunctional Intelligent Electronic Device (IED), with sufficient computing power to implement new power quality (PQ) measurement and protection solutions, which can be embedded into the grid-tied inverter interface.

## II. FAULTS DETECTION AND ISOLATION OVERVIEW

Perturbations should be pre-processed and recorded only if they have the potential for affecting the system. Usually, the likelihood of PQ event occurrence is evaluated based on the RMS change across windows. Despite its simplicity, the RMS-based method is effective in detecting amplitude-related distortions. According with EN-61000-4-30 [9], this RMS value should be measured over 1 cycle, commencing at a fundamental zero crossing, and refreshed each half cycle ( $U_{RMS(1/2)}$ ). In event detection, is required a triggering function which allows selective discrimination of data points with significant deviation from the undisturbed waveform. Thus, it is necessary to establish the detection procedure that activates the perturbation recording. This is a critical task, for an effective protection requirement, it must be performed on-line and in hard real time, with the least number of false detection, by only tracking the portion of the waveforms involved in the event. Definitely we are facing a problem of change point detection within the domain of Fault detection, isolation, and reconfiguration (FDIR).

FDIR is an important and challenging scientific discipline in many engineering applications and continues to be an active area of research in the control community. FDIR offer different methodologies which ensure continual safe or acceptable operation of a system when a fault occurs through fault detection and isolation (FDI), and controller

reconfiguration in response to the specific fault. The FDI problem consists of making a binary decision—either that something has gone wrong or that everything is fine, and of determining the location as well as nature of the fault. Broadly speaking, FDI methods utilize the concept of redundancy; to our purpose, analytical redundancy uses a mathematical model of the system together with some estimation techniques for FDI. The analytical redundancy approach is more challenging due to the need to ensure its robustness in the presence of model uncertainties, noise, and unknown disturbances. The FDIR problem is a well-established subject on which various books and papers have been written. A thorough survey can be found in [10]. The problem of change detection has remained an area of strong interest in recent years. In [11], Basseville and Nikiforov discussed the basic concepts of various statistical change detection tools, with emphasis on parametric statistical tools for detecting abrupt changes in discrete time signals and dynamic systems. The book by Gustafsson [12] discusses both the theories of model-based filtering and change detection. It covers various fault detection problems in aircraft application, automatic control, signal processing, etc.

Generally, the analytical redundancy approach can be divided into quantitative model-based methods and qualitative model-based methods. The quantitative model-based methods, such as the observer-based methods, use explicit mathematical models and control theories to generate residuals for FDI. On the other hand, the qualitative model-based methods use artificial intelligence (AI) techniques, such as pattern recognition, to capture discrepancies between observed behavior and that predicted by a model. This work focuses mainly on the quantitative model-based approach to FDIR. The analytical redundancy-based (or model-based) FDIR problem can be divided into three steps:

1. Residual generation. These residuals should ideally be zero (or zero mean) under no-fault conditions. In practical situations, the residuals are corrupted by the presence of noise, unknown disturbances, and uncertainties in the system model. Hence, many FDI methods aim to generate robust residuals that are insensitive to these noise and uncertainties, while sensitive to faults. These methods can be grouped, without any loss of generality, in a few basic approaches, namely: full-state observer-based methods; unknown input observers; ARMA model residuals; Kalman filter-based approach; stochastic approach; system identification approach; discrete event systems/hybrid systems approaches; artificial intelligence (AI) techniques. Particularly, in PQ domain has been tested successfully complex techniques which detect the distortion in the frequency domain by transforming the time waveform into the frequency waveform using either the wavelet or the short-time Fourier transform (STFT). However, is mathematically intensive, which significantly increases the computational burden and, thus, makes it unsuitable for implementation in DSP-based instruments operating in real-time conditions.

2. Decision Making. The second step is to make decisions on whether a fault has occurred (fault detection) and on the type of faults that have occurred (fault isolation) based on the residuals. This step is usually done using statistical process control (SPC) tools to test if the residuals have significantly deviated from zero, to list a few: sequential probability ratio test (SPRT); cumulative sum (CUSUM) algorithm; exponentially weighted moving average (EWMA) algorithm, generalized likelihood ratio test or Higher order statistical algorithm.
3. Reconfiguration. Finally, this step involves changing the controller in response to the faults detected to ensure safe or satisfactory operation of the system; this will not be studied here.

III. PROPOSED DIAGNOSIS METHOD

Fig. 1 shows a block diagram which represents the proposed method. Categorization of PQ events based on waveform shapes and their underlying causes (or events) has been studied in [14][15], and in our previous studies [16][17][18] using Higher order statistical (HOS) for feature extraction of electrical signals have shown the possibility of distinguishing PQ events based on details beyond the second-order.

However, own of the wide range of PQ event parameters (frequencies, magnitudes, and durations), it is difficult to find a single method suitable for detection of all types of them. For example, the commonly used wavelet transform is suitable for detection of transients but fails for short- and long-duration variations (such as sags and swells, particularly those with a nonrectangular shape) [19]. In the case of the HOS the situation is similar; the behaviour differences in frequency between transients and sag (or swell) demands that the sliding window used to extract HOS features was completely different in both cases. While for the transient, after a high pass filter, the width of the window may be less than one cycle; for the last events, which are roughly of the same frequency of the 'healthy' signal (ideal power-line sine wave) the window must enclose a cycle of the 50-Hz sine wave [18]. Thus, in this new paper, to unify the statistical treatment of all PQ events it will be necessary to choose a new variable that distills from the

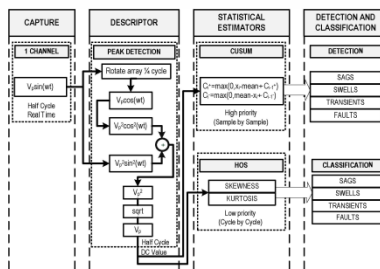


Fig. 1. Diagnosis method design

waveform exclusively the information of the perturbation, without any losses (*a descriptor*). What is more, if we wanted to detect the event in real-time the challenge is to make the decision in less than a half-cycle, obviously.

A. Selection of waveform's descriptor

Different methodologies are available for the unified analysis of the three-phase power systems. The use of matrix transformations has been traditionally proposed since the very beginning of last century (Fortescue, Clark, Park) [20],[21]. This technique has been widely exploited both in steady-state and transients studies. During the last decade, the power electronics control using space vector methods has been thoroughly exploited [22]. Space vector transformation can be directly derived from the Clarke transformation. The first two components of the Clarke transformation  $u_\alpha$ ,  $u_\beta$  forms the space vector and the third one  $u_0$  represents the zero sequence voltage. The main advantage of Space Vector is that simplifies the analysis of power system, because of the reduction from three real equations to one complex equation [23]. It has been commonly used in on-line fault diagnosis of electrical machinery [23],[24],[25],[26] and fault location in distribution systems [27],[28]. However, the studies that address the application of Space Vector to PQ are relatively recent [29],[30],[31]. Different applications of Space Vector methodology to voltage sags can be found in [32],[33]. While [32] uses the space vector parameters and the zero sequence voltage to extract the characteristic features of the voltage sags and to determine their type, the paper [33] evaluates eight different methods for voltage sag source detection. The proposed methods do not require much computational effort and is very appropriate for an automatic voltage sags analysis. Finally, in [34] an algorithm has been developed using area-based approach is proposed to calculate several PQ indices, with the advantage of the reduction in the computational effort over the traditional three phases methodology.

In our proposal the variable of interest is the module of the vector, which is easily obtained by the employ of a Cartesian to spherical transformation. If three-phase parameters such as currents or voltages are balanced, the value of the transformation results in constant instantaneous dc values. Therefore, the response time is much faster than other methods such as RMS. However, for an unbalanced event, the output of the transformation adds a ripple component over the dc value, which is twice the source fundamental frequency  $f_0$ . To get the dc values, a notch filter or a low-pass filter having its cutoff frequency lower than  $2 * f_0$  Hz is recommended to remove the ripple component [35][36][37]. Unfortunately, the filtering causes delay in the event detection; hence it increases the response time, which results in a delay in the overall response time. Therefore, a simple method called the "peak detection method" [38],[39], widely used in power electronics converter [39],[41], can be used to obtain our input variable. The peak detection method offers fast response time as well which is less than a quarter of a cycle.

B. Statistical estimators

The next step is the treatment by the statistical algorithms. This task is divided in two stages with different priority: in the high priority stage, we have integrated a CUSUM algorithm devoted exclusively to the early detection of any abrupt change in the input signal. The CUSUM directly incorporates all the information in the sequence of sample by plotting the cumulative sums of the deviations of the sample values from a target value. As power perturbation can alternate, the two-sided CUSUM algorithm is suitably designed for this purpose [42],[43],[12]. The CUSUM have been widely used today across industries for monitoring deviations of a process about a target value and also for finding evidence of change in the mean of a process, particularly has been successfully employed in power system fault detection[44],[45]. The CUSUM method is easy to handle and useful for detecting the locations of change points. Once the change is detected, it is possible to perform the classification by the analysis of the HOS features of the disturbances obtained in the less priority loop. The PQ disturbance pattern can be recognized easily using a rule-based decision tree (RBDT) as in [46], and there is no need to use other complicated classifiers.

IV. DESCRIPTION OF THE PLATFORM DEVELOPED

A high capacity IED that guarantees the computational accuracy needed to detect critical PQ events is proposed. Fig. 2 shows the architecture of the complete testbed. The chosen architecture for designing the system is CompactRIO (cRIO), manufactured by National Instruments (NI), which has already been successfully used elsewhere [47]. Platform's features have been defined taking into account PQ, protective relay functions and synchronization standards [48]. The system controller is a NI CompactRIO-9074, which supports compatibility with NI voltage and current input modules NI 9225 and NI 9227. Having a sampling rate of 50 kS/s, voltage and current in the three lines of a three-phase system are measured simultaneously in these modules. The analog input module is limited with 60-V input; therefore, 230 V from the outlet is step down via an AC 230/24-V transformer. The signal is then fed to the real-time processor via a reconfigurable FPGA and high-speed PCI bus. The cRIO controller runs as an

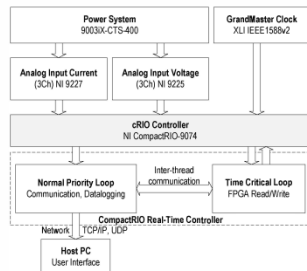


Fig. 2. Platform architecture

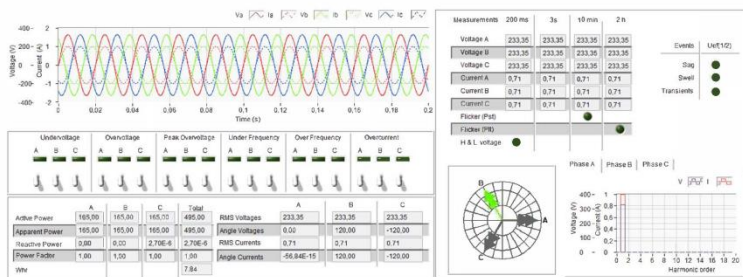


Fig.3. Virtual instrument graphic user interface

IEEE 1588 slave to the Xli IEEE 1588 Grandmaster clock (PTPv2), which works as a Precision Time Protocol master to synchronize the event measurements. A full real-time operating embedded system (ES) has been presented in [49]. As it is shown in Fig. 3, the protection functions which can be tested with the ES are the most typical: over/undervoltage (59, 59N, 27, 27N), peak overvoltage (5911), over/under frequency (810, 81U) and overcurrent (50, 50N, 51VC<sup>2</sup>, 51N) [50], [51]. Besides PQ events discussed here, steady state signal variations such as harmonics, voltage unbalance and power and energy measurements are processed according to IEC 61000-4-7 and IEC 61000-4-30 standards.

V. PRELIMINARY RESULTS

A statistical analysis was performed with a single-phase signal whose frequency is 50 Hz. Therefore to make an acquisition signal every half cycle the capture must be performed every 0.01s. The results presented correspond to a signal that presents different types of events and is processed in real time. For this we have developed a LabVIEW application that stores the signal and statistical analysis algorithms in a TDMS file. This file is then processed by specific software of National Instrument for analysis of measurement data.

During the test signal acquisition was performed for about 10 seconds. Different events like sags, swells and transients are added to the signal. Faults are considered the same shape as a swell therefore does not add another event of this type. At the onset of the signal is added a Gaussian noise which is eliminated in the second half. The next figures show peak detection, CUSUM, skewness and kurtosis values for each disturbance on all acquisition range of the signal. Fig. 4 shows the results of the sag test and Fig. 5 provides the swell results, without Gaussian noise.

CUSUM, skewness and kurtosis deviations from zero are produced by changes in the pure sinusoidal shape of the signal. The interpretation of CUSUM graphs is as follows. The healthy fragment of the signal can be identified by the zero value associated to a healthy signal. Changes in the amplitude are identified by the increment of positive (blue line) or negative side (red line). The tests indicate that if the

normalized amplitude overpass the nominal voltage the positive side increments and if the normalized amplitude remain below the value 1 the negative side increments. The event duration also can be detected by CUSUM method, when the positive or negative sided recover the healthy condition (zero value). In addition to fast voltage variations (transient test) the CUSUM values are smaller to other variations as sag and swell cases. To discriminate events can be used as strategy a threshold-based detection method.

Attending to the HOS method, the events can be characterized. Skewness graphs show that if the amplitude increases, firstly the skewness value takes negative values and secondly positive values. On the other hand, if the amplitude decreases, firstly the skewness value takes positive values and secondly negative values. Furthermore the shape of the signal can be also characterized by the kurtosis value. For instance, in the sag and swell cases the kurtosis values are similar, but there is a minimum difference on the peak of the kurtosis signal. Although in the two cases there are two nodules on the signal peak, in the sag case the first nodule is bigger that second one, as is shown in Fig. 4, whereas in the swell case the second nodule is the biggest, as is shown in Fig. 5.

The CUSUM algorithm has been performed sample by sample. The HOS algorithms have been performed using a sliding window with different sampling, from cycle by cycle to a reduced sampling of three samples.

VI. CONCLUSIONS

The Smart Grid Inverter Interface handles communications, security, signal I/O, and processing of information for grid interoperable power converters. The combination of grid communications with inverter drive signal generation in a single ES allows addressing a wide array of grid-aware power conversion applications. In addition, hardware and software flexibility of this technology allows the design of different types of devices with the same architecture but with different scales or levels of computing power to suit different Smart Grid applications.

The control signals can be fed directly to inverter gate drive circuits to control the flow of energy between the dc and ac

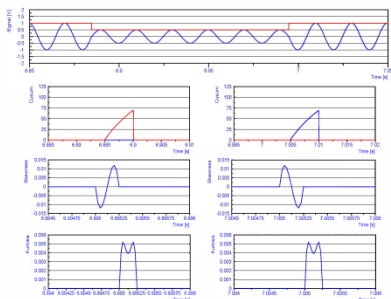


Fig. 4. Sag analysis

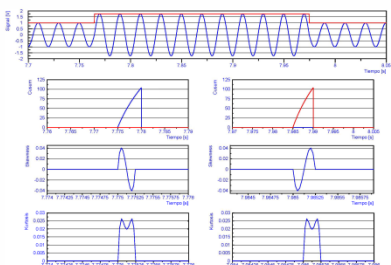


Fig. 5. Swell analysis

sides of the power inverter. Several tests have been performed with a three-phase power supply which is able to run most of PQ disturbances achieving a great success in performance, proving the system to be suitable for the detection of critical events. To the statistical analysis the power system was configured as single-phase. The power conversion operating mode can be set through a variety of local control algorithms and/or using remote (e.g. utility, aggregator, AMI) inputs.

ACKNOWLEDGMENT

This work was supported in part by the Spanish Ministry of Industry, Tourism and Trade, and FEDER under grant no. TSI-020100-2010-484 and by Spanish Ministry of Science and Innovation under grant no. TEC2010-19242-C03-02.

REFERENCES

[1] J.M. Carrasco, L.G. Franquelo, J.T. Bialasiewicz, E. Galvan, R.C.P. Gaisado, M.A.M. Prats, J.I. Leon, and N. Moreno-Alfonso, Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 53 (2006) 1002-1016.

[2] T.C. Green, M. Prodanovic, Control of inverter-based micro-grids, *Electric Power Systems Research* 77 (2007) 1204-1213.

[3] J.A.P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins, Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research* 77 (2007) 1189-1203.

[4] G. Marsh, Lowering the barriers to RE-Grid connection of small renewables, *Refocus* 5 (2004) 45-47.

[5] V.C. Gungor, F.C. Lambert, A survey on communication networks for electric system automation, *Computer Networks* 50 (2006) 877-897.

[6] V.K. Sood, D. Fischer, J.M. Eklund, T. Brown, Developing a communication infrastructure for the Smart Grid, in: *Proceedings of the EPEC 2009*, Montreal, Canada, 2009.

[7] A. Moreno-Muñoz, J.J.G. De la Rosa, M.A. López, A.R. Gil de Castro, Grid interconnection of renewable energy sources: Spanish legislation, *Energy for Sustainable Development* 14 (2010) 104-109.

[8] S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, P.A. Crossley, UK scenario of islanded operation of active distribution networks with renewable distributed generators, *Electrical Power and Energy Systems* 33 (2011) 1251-1255.

[9] EN 61000-4-30 (2003), Electromagnetic compatibility (EMC). Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods

[10] Hwang, I., Kim, S., Kim, Y., & Seah, C. E. (2010). A survey of fault detection, isolation, and reconfiguration methods. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 18(3), 636-653

[11] M. Basseville and I. V. Nikiforov, *Detection of Abrupt Changes: Theory and Application*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1993

[12] F. Gustafsson, *Adaptive Filtering and Change Detection*. New York: Wiley, 2000

[13] Gerek, Ö. N., & Ece, D. G. (2006). Power-quality event analysis using higher order cumulants and quadratic classifiers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(2), 883-889.

[14] Ferreira, D. D., Cerequeira, A. S., Duque, C. A., & Ribeiro, M. V. (2009). HOS-based method for classification of power quality disturbances. *Electronics Letters*, 45(3), 183-185.

[15] Marques, C. A. G., Ferreira, D. D., Freitas, L. R., Duque, C. A., & Ribeiro, M. V. (2011). Improved disturbance detection technique for power-quality analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 26(2), 1286-1287.

[16] De La Rosa, G. J. J., & Muñoz, M. A. (2009). Electrical transients monitoring via higher-order cumulants and competitive layers. *Przeegląd Elektrotechniczny*, 85(10), 284-289.

[17] González de la Rosa, J. J., Muñoz, A. M., Gallego, A., Piotrkowski, R., & Castro, E. (2009). Higher-order characterization of power quality transients and their classification using competitive layers. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 42(3), 478-484.

[18] 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. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 44(8), 1453-1460.

[19] Radil, T.; Ramos, P.M.; Janeiro, F.M.; Serra, A.C.; "PQ Monitoring System for Real-Time Detection and Classification of Disturbances in a Single-Phase Power System," *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, vol.57, no.8, pp.1725-1733, Aug. 2008

[20] Paap, G. C. (2000). Symmetrical components in the time domain and their application to power network calculations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 522-528.

[21] Bollen, M. H. J., & Gu, I. Y. -. (2007). On the analysis of voltage and current transients in three-phase power systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(2), 1194-1201.

[22] Bose, B. K. (2009). Power electronics and motor drives recent progress and perspective. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 56(2).

[23] Milanez, D. L., & Emanuel, A. E. (2003). The instantaneous-space-phasor a powerful diagnosis tool. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 52(1), 143-148. Oliveira, L. M. R., Cardoso, A. J. M., & Cruz, S. M. A. (2011). Power transformers winding fault diagnosis by

- the on-load exciting current extended park's vector approach. *Electric Power Systems Research*, 81(6), 1206-1214.
- [24] Zarei, J., & Poshtan, J. (2009). An advanced park's vectors approach for bearing fault detection. *Tribology International*, 42(2), 213-219.
- [25] Mirafzal, B., & Demerdash, N. A. O. (2004). Induction machine broken-bar fault diagnosis using the rotor magnetic field space-vector orientation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 40(2), 534-542.
- [26] Arkan, M., Çalis, H., & Tagluk, M. E. (2005). Bearing and misalignment fault detection in induction motors by using the space vector angular fluctuation signal. *Electrical Engineering*, 87(4), 197-206.
- [27] Martins, L. S., Martins, J. F., Pires, V. F., & Alegria, C. M. (2005). A neural space vector fault location for parallel double-circuit distribution lines. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 27(3), 225-231.
- [28] Ding, Y., Wang, P., Lu, Z., & Chen, L. (1999). Fault diagnosis method based on characteristic space vector. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering*, 19(9), 53-56.
- [29] Liu, H., Tang, Y., Feng, Y., & Ma, X. (2008). A power quality disturbance classification method based on time domain transform characteristic analysis. *Diangong Jishu Xuebao/Transactions of China Electrotechnical Society*, 23(11), 159-165.
- [30] Emanuel, A. E., & Milanez, D. L. (2006). Clarke's alpha, beta, and zero components: A possible approach for the conceptual design of instrumentation compatible with IEEE std. 1459-2000. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 55(6), 2088-2095.
- [31] Manana Canteli, M., Ortiz Fernandez, A., Ignacio Eguiluz, L., & Renedo Estebanez, C. (2006). Three-phase adaptive frequency measurement based on clark's transformation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3), 1101-1105.
- [32] Ignatova, V., Granjon, P., & Bacha, S. (2009). Space vector method for voltage dips and swells analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4), 2054-2061.
- [33] Polajzer, B., Stumberger, G., Seme, S., & Dolinar, D. (2008). Generalization of methods for voltage sag source detection using vector space approach. *Industry Applications, Society Annual Meeting, 2008. IAS '08. IEEE 5-9 Oct. 2008* (Pages):1- 8
- [34] Chattopadhyay S., Sengupta S. and Mitra M.(2008). Area-Based Approach in Power Quality Assessment. *International Journal of Power Management Electronics Vol. 2008 (2008)*, Article ID 147359, 6 pages
- [35] Montero-Hernández, O. C., & Enjeti, P. N. (2005). A fast detection algorithm suitable for mitigation of numerous power quality disturbances. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(6), 1684-1690.
- [36] Redfern, M. A., & Al-Nasser, H. (2008). Protection of micro-grids dominated by distributed generation using solid state converters. Paper presented at the IET Conference Publications, (536 CP) 669-673.
- [37] Pires, V.F.; Guerreiro, M.; A Current Differential Line Protection Using a Synchronous Reference Frame Approach. *Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on*, vol. no., pp.198-203, 17-20 March 2008
- [38] Wu, K. -, & Jou, H. -. (2000). An orthogonal peak detector for multiphase sinusoidal signals. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 49(6), 1216-1223.
- [39] Mansor, M.; Rahim, N.A.; , "Voltage sag detection - A survey," Technical Postgraduates (TECHPOS), 2009 International Conference for, vol. no., pp.1-6, 14-15 Dec. 2009
- [40] Dong-Myung Lee; Habetler, T.G.; Harley, R.G.; Keister, T.L.; Rostron, J.R.; , "A Voltage Sag Supporter Utilizing a PWM-Switched Autotransformer," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol.22, no.2, pp.626-635, March 2007
- [41] Teke, A.; Saribulut, L.; Tumay, M.; , "A Novel Reference Signal Generation Method for Power-Quality Improvement of Unified Power-Quality Conditioner," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.26, no.4, pp.2205-2214, Oct. 2011
- [42] Withers, C. S., & Nadarajah, S. (2011). Weighting cusums for increased power near the end points. *Methodology and Computing in Applied Probability*, 1-27.
- [43] Genet, B.; Maun, J.-C.; , "Dynamic load parameter assessment based on continuous recorder measurements," *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, vol. no., pp.1-8, June 28 2009-July 2 2009
- [44] Mohanty, S.R.; Pradhan, A.K.; Routray, A.; , "A Cumulative Sum-Based Fault Detector for Power System Relaying Application," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol.23, no.1, pp.79-86, Jan. 2008
- [45] Noori, M. R., Jamali, S., & Shahrash, S. M. (2011). Security assessment for a cumulative sum-based fault detector in transmission lines. Paper presented at the 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEICU 2011 - Conference Proceedings
- [46] De La Rosa, J. J. G., Agütera-Pérez, A., Palomares-Salas, J. C., Sierra-Fernández, J. M., & Moreno-Muñoz, A. (2012). A novel virtual instrument for power quality surveillance based in higher-order statistics and case-based reasoning. *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation*, 45(7), 1824-1835.
- [47] S. -J. S. Tsai, and C. C. Luo, "Synchronized power-quality measurement network with LAMP," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 484-485, Jan. 2009.
- [48] Moreno-García, I., Moreno-Munoz, A., Pallarés-López, V., & Real-Calvo, R. (2012). Platform for embedded systems design in the smart grid framework. *Advances in Intelligent and Soft Computing Volume 133 AISC, Frontiers in Computer Education, S. Sambath and E. Zhu, Editors. 2012, Springer Berlin / Heidelberg*, p. 593-600.
- [49] V. Pallares-Lopez, A. Moreno-Muñoz, J. J. G. de la Rosa, M. G. Redondo, R. Real-Calvo, I. M. Garcia, A. G. de Castro, and F. D. Perez, "Synchrophasor for Smart Grid with IEEE 1588-2008 synchronism," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 1A, pp. 31-36, Jan. 2012.
- [50] IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Number, Acronyms, and Contact Designation, *IEEE Std. C37.2-2008*, Oct. 2008.
- [51] M. V. V. S. Yalla, "A digital multifunction protective relay," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, no. 1, pp. 193-201, Jan. 1992..



## Anexo B: Configuración de los equipos para los ensayo



### 1. Configuración general

El ordenador de la Figura B1 se encarga del control del instrumental y necesita acceso a todos los recursos listados a continuación para la gestión de todos los ensayos:

- Controla por Ethernet la fuente AC/DC y la carga con el router GPIB/ENET.
- Captura las salidas de la fuente con un DAQ conectado al bus SPI.
- Ejecuta y configura del GrandMaster PTP con la tarjeta PCI-1588.
- Puede comunicarse por TCP/IP con los cRIO en la red local.

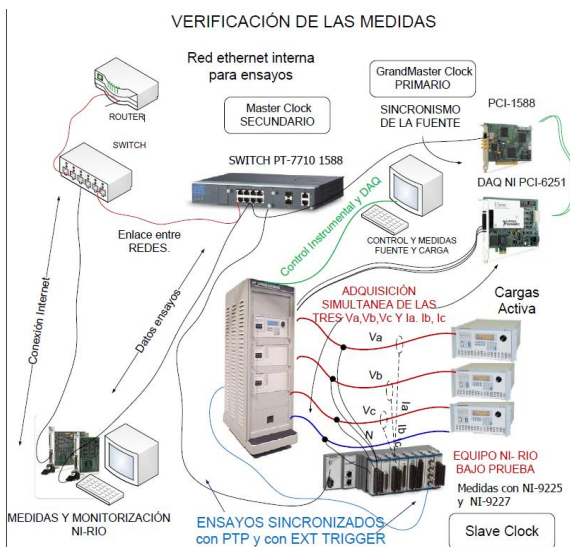


Figura B1. Esquema con la configuración del laboratorio

En la Figura B2 está representado el acceso a los equipos. El programa identifica los dispositivos instalados y verifica su correcto funcionamiento. Los cRIOs son localizados en la red local.

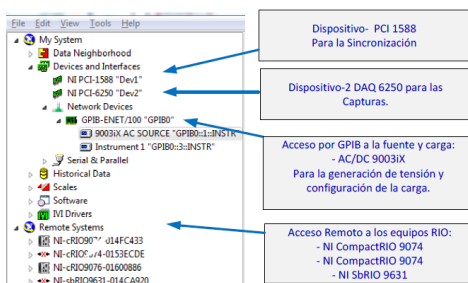


Figura B2. Gestor de los dispositivos.

## 2. Configuración para la sincronización de las medidas

En la Figura B3 se observa la configuración de la tarjeta PCI 1588. Es relevante destacar su identificación como GrandMaster Clock y actúa como maestro. La dirección base está configurada con la IP: 192.168.0.100. El identificador sirve como referencia para establecer un vínculo con los esclavos PTP.

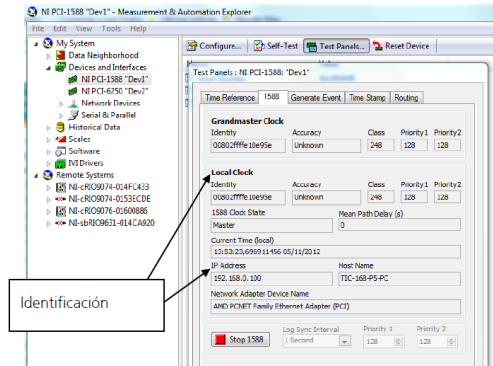


Figura B3. Configuración de la tarjeta PCI 1588.

La Figura B4 muestra la actual referencia de tiempo en ejecución que corresponde al 1588 Ordinary Clock.

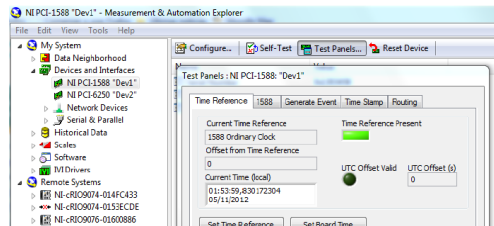


Figura B4. Referencia 1588 del GrandMaster Clock.

La presencia de esta tarjeta conectada a la red local le permite a cada uno de los cRIO localizar el GrandMaster y sincronizarse con su reloj. En la Figura B5 se observa la identificación realizada por uno de los esclavos, visualizándose la referencia ID al GrandMaster Clock. Además identifica el ID Master Clock correspondiente al switch industrial.

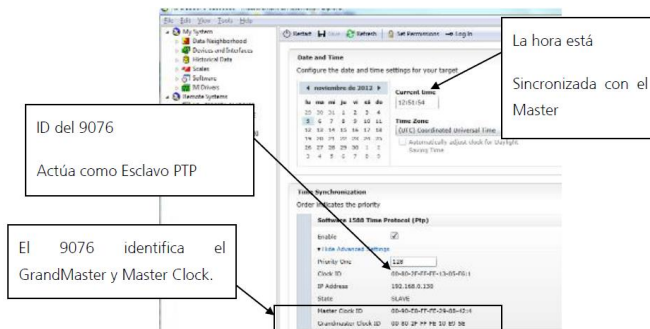


Figura B5. Configuración del esclavo PTP cRIO-9076.

Esta configuración corresponde con el cRIO-9076. En la Figura B6 se observa la configuración para la red local del dispositivo. Está configurado en la dirección IP: 192.168.0.130.

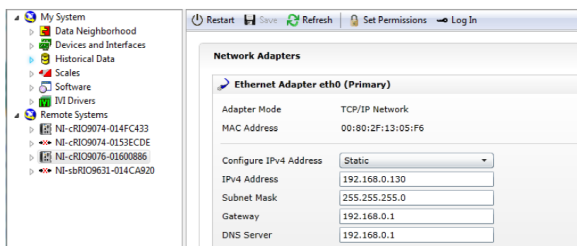


Figura B6. Configuración en la red local del cRIO-9076.

### 3. Configuración del switch industrial PT7710

El switch detecta al GrandMaster y trabaja como intermediario con los esclavos cRIO. Actúa de forma transparente reduciendo al máximo el efecto de la latencia de la redes Ethernet. Está ubicado en la dirección IP: 192.168.0.111.

En la siguiente figura podemos ver la conexión de los dos cRIO en los puertos 1 y 2. En el puerto 4 está conectado el PC que actúa como GrandMaster. El cable amarillo hace de enlace con la red externa.



Figura B7. Conexiones al PT-7710.

### 4. Configuración para las comunicaciones con el instrumental

El gestor GPIB/ENET es un dispositivo encargado de canalizar las comunicaciones con los dos instrumentos de medida. El bus GPIB está especializado en la sincronización y en la transferencia de datos entre el equipo de control y el instrumental. El dispositivo está ubicado en la dirección IP: 192.168.0.135.

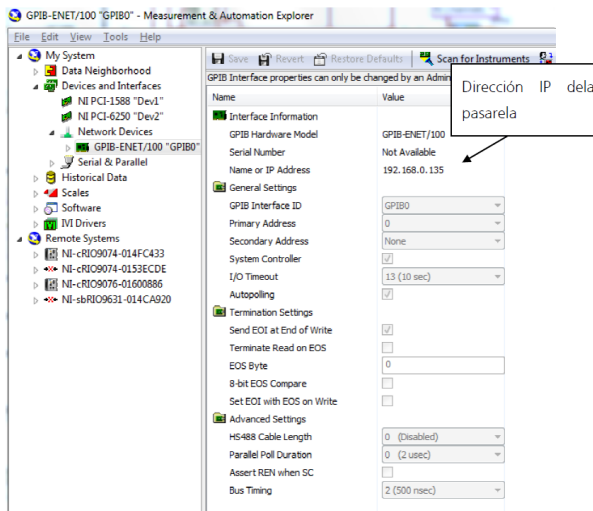


Figura B8. Configuración del dispositivo GPIB/ENET.

El dispositivo tiene una conexión GPIB y otra conexión Ethernet para la red local. Permite ejercer el control desde cualquier ordenador situado en la misma red local.



Figura B9. Conexiones del gestor GPIB/ENET.

### 5. Configuración de la tarjeta de adquisición de datos

En la Figura B10 se puede observar la conexión del módulo con la tarjeta de adquisición. En su interior están los transductores de tensión y corriente conectados a la salida de la fuente trifásica, Figura B11.

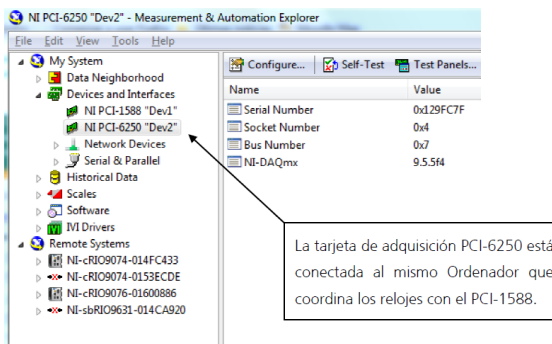


Figura B10. Configuración del DAQ.



**Figura B11. Módulo con los transductores.**



## Anexo C: Medida de parámetros en cRIO

### 1. Configuración del proyecto

La configuración software del cRIO parte iniciando un proyecto RT en LabVIEW y seleccionando en la configuración del proyecto el módulo cRIO-9074. Siguiendo los pasos que indica el programa se obtiene un proyecto que incluye la aplicación FPGA, la aplicación del procesador RT y la aplicación para arrancar en el *host computer* bajo Windows.

La comunicación con la FPGA se hace a través de un lazo de prioridad crítica incluido en el controlador RT. Para la comunicación con el VI que está rodando en el host computer es necesario compartir información, este traspaso de información entre VIs es posible con el uso en el proyecto de variables compartidas de red. Con LabVIEW y su módulo FPGA se desarrolla gráficamente la configuración del chip FPGA sobre el hardware del cRIO. Se configuran seis entradas que son usadas para procesar las ondas de las tres tensiones y las tres corrientes.

En el procesamiento de estas señales se pretende tener una correspondencia entre los tiempos de medida de las protecciones y las medidas de las funciones de protección con los parámetros de calidad de suministro. De igual manera los tiempos de medida de potencia y energía suministrada tendrán correspondencia con las ventanas de medida de calidad de suministro.

De esta forma la función de protección será programada para actuar cada 200 ms (10 ciclos), tomando como ventana de medida el tiempo base PQ.

El diagrama de procesamiento es el mostrado en la Figura C1, que indica los parámetros medidos en cada intervalo.

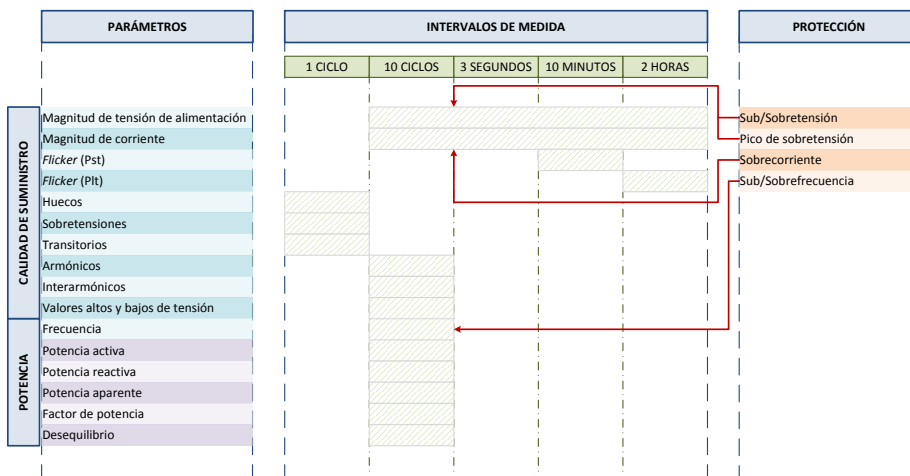


Figura C1. Diagrama temporal para la medida de parámetros en el SGTB.

## 2. Medida de parámetros de calidad de suministro

### 2.1. Construcción de los intervalos básicos de medida

A continuación se detalla la parte de código que sirve de base para todas las medidas del SGTB, la construcción de las ventanas de medida. El primer paso para construir la ventana de un ciclo es ir detectando cuando una señal de referencia pasa por cero, en este caso se elige  $V_A$ . El segundo paso es ir midiendo de medio en medio ciclo todas las tensiones y corrientes con la referencia que da el paso por cero para posteriormente construir la ventana de un ciclo refrescada cada medio y a partir de ella construir la ventana de 10 ciclos. Para implementar esta funcionalidad se utiliza una función cola para gestionar los semiciclos de las seis señales y una función de disparo que encuentra el primer cruce por cero y devuelve la posición de la señal donde se produce el cruce.

A continuación se detalla el procedimiento para la construcción de los intervalos de medida, siguiendo el diagrama de flujo mostrado en la Figura C2.

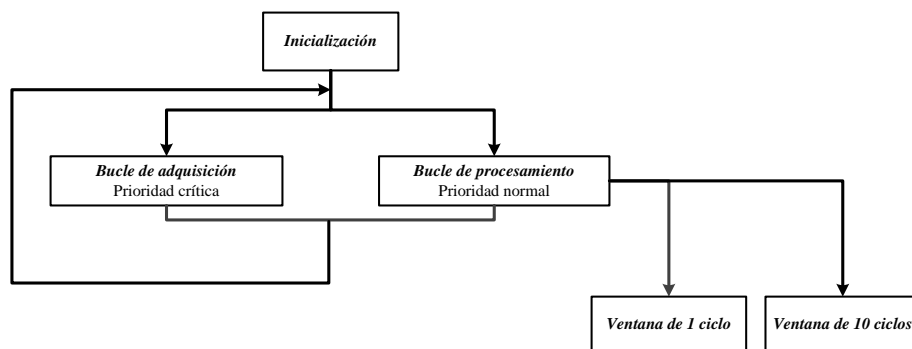


Figura C2. Diagrama de flujo para la construcción de los intervalos de medida.

- *Iniciación*: Se construye un array con las dimensiones de la ventana de un ciclo, otro array con las dimensiones de la ventana de 10 ciclos y una cola con las dimensiones del segundo array creado.
- *Adquisición crítica*: En este bucle además de la adquisición de datos se procesan las señales para extraer los semiciclos sucesivamente.
- *Generación de los intervalos de medida*: En un proceso paralelo de menor prioridad se crean los dos intervalos de medida de 1 ciclo y de 10 ciclos para tensiones y corrientes.

### 2.2. Intervalos de agregación

Los intervalos de agregación se calculan en un VI independiente al principal que se ejecuta de forma paralela. Este VI es llamado cada 200 ms y se le pasa la ventana de 10 ciclos con la información de las tres tensiones y las tres corrientes. Este VI devuelve el valor eficaz de las señales en 200 ms, 3 s, 10 min y 2 h, y tres valores booleanos que indican cuando sucede cada agregación.

El cálculo de las ventanas de agregación se realiza en un SubVI con bucles *while* anidados y es implementado según el siguiente procedimiento:



- Al inicio calcula el valor RMS del array que se le pasa en la entrada, por lo que la llamada a este SubVI debe realizarse cada 10 ciclos, que en el caso de una frecuencia de 50 Hz calcula el RMS en 200 ms.
- La misma operación se repite para las siguientes agregaciones, se construye una array de 200 datos  $RMS_{3s}$  que se agregan cada 3 s y el valor RMS del array se calcula transcurridos 10 minutos.
- Finalmente se calcula la agregación para el intervalo de dos horas con un array de 12  $RMS_{10min}$ .

En siguiente Figura C3 se muestra el panel frontal del SubVI para el cálculo de la medida de las señales de tensión y corriente en función de los intervalos de agregación.

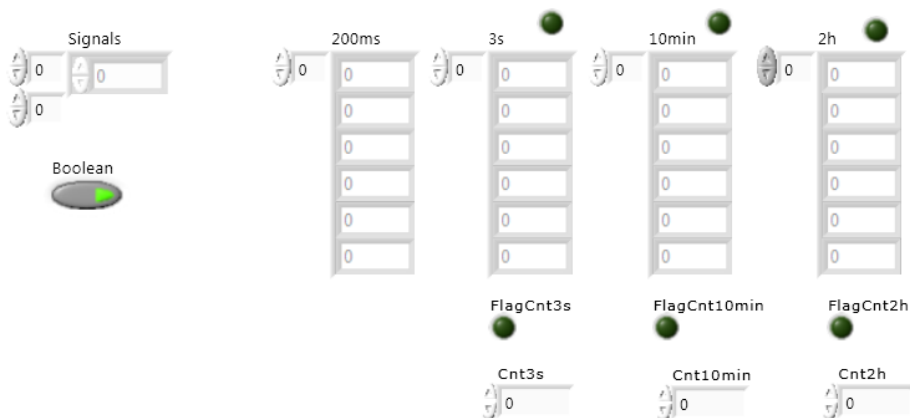


Figura C3. Diagrama frontal del VI dedicado al cálculo de los valores V/I en los intervalos de medida que indica la norma IEC 61000-4-30.

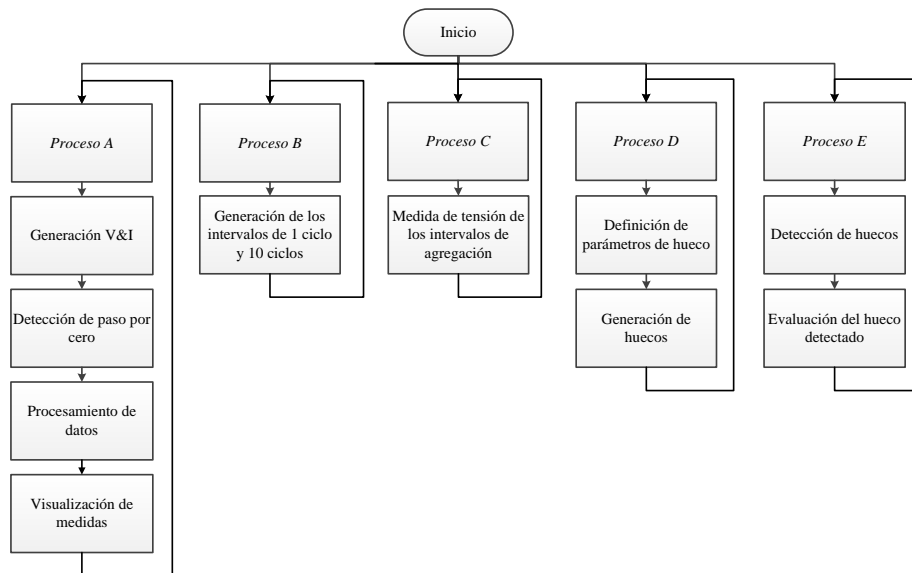
### 2.3. Test para la norma de calidad de suministro IEC 61000-4-30

Los primeros desarrollos se centraron en la medida de calidad de suministro. El primer paso dado en el desarrollo fue generar un SubVI para el cálculo del valor RMS de una señal, esta función ya viene implementada en LabVIEW pero se optó por el desarrollo del cálculo para intentar optimizar el tiempo de ejecución y controlar la paleta de funciones del software.

Se realizó una comparativa entre la función desarrollada y la incluida en la librería de LabVIEW y se comprobó que el SubVI generado para el cálculo del valor RMS ocupaba menos tiempo de ejecución. Con la herramienta *Profile* de LabVIEW se visualizan los tiempos de ejecución y la memoria usada en los VIs que estén en memoria. Con esta herramienta se comprueba que el SubVI desarrollado para el cálculo del valor RMS se ejecuta en 140,4 ms frente a los 187,2 ms de la función de la librería del software.

Una vez hecho esto y tras un análisis de la norma de calidad de suministro se procedió al desarrollo de un VI que midiera parámetros según los intervalos indicados en dicha norma. Para este primer ensayo se considera únicamente una tensión y una corriente. Para el desarrollo de este test se decidió trabajar con procesamiento paralelo que es muy fácil de implementar en LabVIEW, ya que se puede operar con esta filosofía

colocando diferentes bucles *while* en el diagrama de bloques que implementen diferentes procesos. Los procesos implementados para el test de la norma son:



**Figura C4. Diagrama de flujo del test para la norma IEC 61000-4-30.**

- *Proceso A*: Para secuenciar la funcionalidad de este proceso se utiliza una estructura que determina un orden secuencial por fragmentos. En el primer fragmento se generan dos ondas sinusoidales con frecuencia de 50 Hz, una para la tensión y otra para la corriente. Para cada onda se puede configurar su amplitud y fase, además se puede añadir ruido de tipo uniforme, gaussiano o periódico y configurar la amplitud del ruido. Las ondas de tensión y corriente se muestrean bajo las mismas condiciones. Por defecto trabajan con una frecuencia de muestreo de 20 kHz y con 4000 muestras. Estas condiciones se corresponden con una ventana base de muestreo de 10 ciclos (200 ms). En el siguiente fragmento se realiza la detección de paso por cero de la señal de tensión. Para ello se utiliza una función de disparo que usa la detección para extraer un segmento de la señal, con la configuración adecuada de esta función se almacenan sucesivamente los semiciclos de la tensión. En el mismo fragmento se detecta la frecuencia y los valores medio, máximo y mínimo para la tensión, corriente y potencias activa y reactiva. También se visualizan las dos señales simultáneamente en una única gráfica, para ello se construye un array con la información de las dos señales. Estos cálculos se realizan en un SubVI para optimizar la visualización del código.

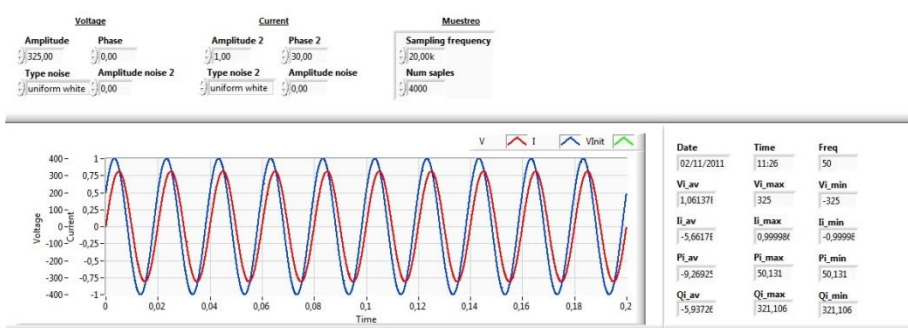


Figura B5. Proceso A del test para la norma IEC 61000-4-30.

- *Proceso B:* Se generan los intervalos de medida que indica la norma de 1 ciclo y 10 ciclos. El procedimiento para la construcción de estas ventanas de medidas es el explicado en el Anexo C. Aunque este proceso es paralelo al proceso A su ejecución inicial no se produce hasta que no se haya producido el proceso A, ya que se produce transferencia de datos desde el proceso A hasta el B. La transferencia de datos en bucles independientes se realiza con el uso de variables locales. Éstas son variables asociadas a algún control o indicador dentro de un programa VI en el cual son usadas. Cuando se escribe en una variable local, el contenido del indicador o control cambia. El uso de estas variables facilita la visualización en el diagrama cuando se va a acceder varias veces a un mismo dato, puesto que evita llenar de cables conductores la pantalla en el diagrama de bloques, o colmar de indicadores o controles numéricos, que conduzcan el valor desde el control al lugar requerido. Las variables locales solo son entendidas por el programa VI que las posee, ninguna subrutina entiende el contenido de éstas, ni ningún programa VI diferente, es decir, son exclusivas del VI en el que fueron creadas. En este proceso se visualiza la ventana de 10 ciclos de tensión.

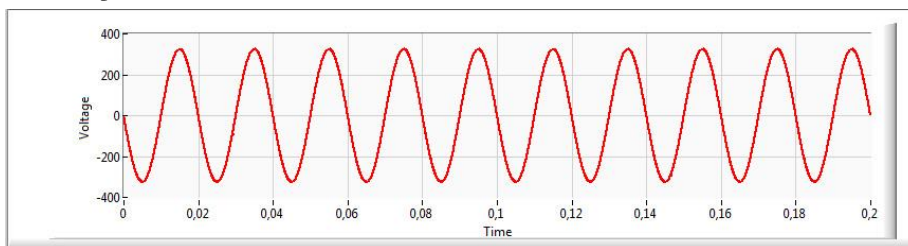


Figura B6. Proceso B del test para la norma IEC 61000-4-30.

- *Proceso C:* Este proceso se realiza en un SubVI independiente. Como se ha comentado anteriormente el objetivo de estos primeros ensayos es determinar cómo implementar los algoritmos para conseguir la funcionalidad deseada. Por eso en este test se utiliza sólo la señal de tensión para establecer la metodología de construcción de los intervalos de agregación. Se realizan múltiples estructuras para la construcción de los intervalos de agregación hasta que conseguir que funcione correctamente. Para comprobar el correcto funcionamiento del algoritmo de agregación creado se implementa un nuevo

VI donde los datos del array entrada son conocidos y se pueden verificar los datos de los algoritmos de agregación con los resultados esperados.

- *Proceso D*: En los procesos D y E se pretende determinar cómo medir eventos. Como punto de partida se selecciona la detección de huecos. La medida básica de un hueco de tensión es la medida en  $U_{ef(1/2)}$ , que es la tensión eficaz medida en una ventana de un ciclo que se refresca cada medio. En este proceso se configuran los parámetros necesarios para determinar cuándo se produce un hueco. Estos son:
  - *Tensión de referencia*: El usuario establece si la tensión de referencia para detectar el hueco es un porcentaje de la tensión de entrada declarada ( $U_{din}$ ) o bien de la tensión de referencia deslizante ( $U_{rd}$ ). En este test sólo está disponible la selección de  $U_{din}$ .
  - *Valor de la tensión de referencia*
  - *Umbral de hueco*: Está generalmente en el margen del 85% al 90% de la referencia fijada de la tensión para la investigación de fallos o aplicaciones estadísticas, y del 70% en aplicaciones contractuales.
  - *Tensión de histéresis*: Es en general el 2% de  $U_{din}$  y se utiliza para determinar cuando finaliza el hueco.

En este proceso también se incluye la generación de un hueco de forma simulada. El usuario puede configurar la profundidad desde 0 al 100% y su duración desde 0 a 10 segundos con incremento de un milisegundo, así como establecer el momento de inicio mediante un botón.

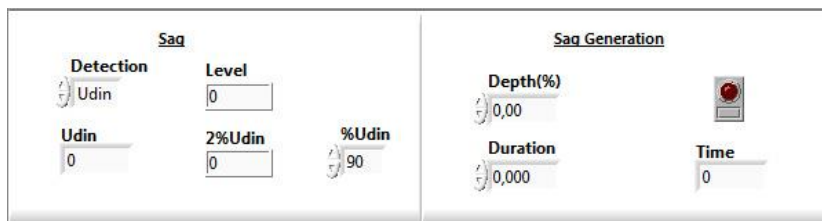


Figura C7. Proceso D del test para la norma IEC 61000-4-30.

- *Proceso E*: Este proceso se inicia una vez que el valor eficaz de la tensión en la medida de la ventana de un ciclo refrescado cada medio es mayor que cero. A partir de entonces activa la detección de huecos. En un sistema monofásico, el hueco de tensión comienza cuando la tensión  $U_{ef(1/2)}$  cae por debajo del umbral de hueco y se termina cuando  $U_{ef(1/2)}$  es igual al umbral de hueco más la tensión de histéresis. El hueco se caracteriza por un par de datos, la profundidad y la duración. En este proceso se añade otra funcionalidad y es la clasificación de un hueco con las directrices de la guía UNESA [11].
  - Profundidad del hueco
    - Nivel 1 (10-30%)
    - Nivel 2 (30-80%)
    - Nivel 3 (>80%)
  - Duración:

- Nivel 1 (0,1-1s)
- Nivel 2 (>1s)

La Figura C8 muestra el panel frontal completo del test para la detección de un hueco con una profundidad del 15% y 3 segundos de duración. En la gráfica superior la línea roja es la tensión, la línea azul es la corriente y la línea verde la forma de onda que debería tener la tensión. El VI clasifica el hueco satisfactoriamente.

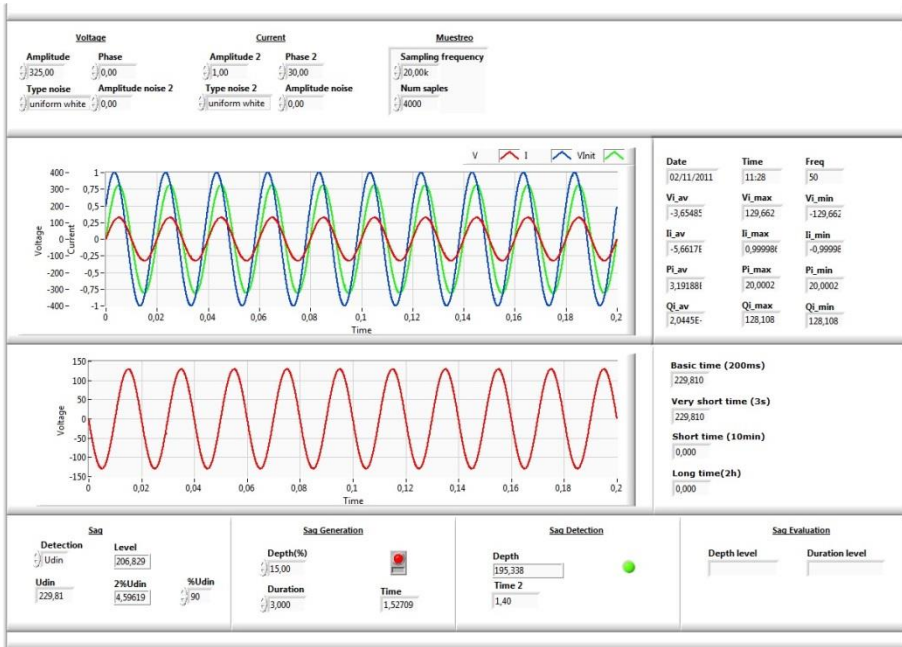


Figura C8. Diagrama frontal del test del SGTB para la norma IEC 61000-4-30.

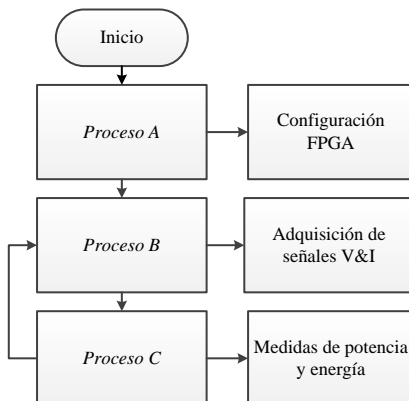
### 3. Medida de parámetros de energía eléctrica

Para la medida de estos parámetros se utiliza la librería de Medidas de Energía Eléctrica (*Electrical Power Measurement*, EPM) de LabVIEW. Con este recurso se pueden crear más fácilmente aplicaciones personalizadas de calidad de energía o monitoreo de energía. Con EPM son calculadas múltiples medidas de potencia como factor de potencia, potencia real, potencia aparente, potencia reactiva, RMS y ángulo de fase.

Además son calculados los fasores (magnitud y fase) para las tensiones y corrientes de cada fase. Se calculan las componentes de secuencia positiva, negativa y cero de un sistema trifásico y se genera un diagrama fasorial para las tensiones del sistema trifásico.

Para la medida de los parámetros de energía se debía establecer comunicación con el cRIO para adquirir las señales de tensión y corriente. Para ello se establece la configuración de un proyecto en tiempo real y se configura la FPGA para que adquiera las tres tensiones de red con el módulo NI 9227 y las tres corrientes con el módulo NI 9225. El segundo objetivo era medir la potencia y energía suministrada, estas medidas se realizan conectando al cRIO tres cargas resistivas de 100  $\Omega$  y usando la librería de

potencia de LabVIEW. El flujo de operación del VI principal del proyecto es el siguiente:



**Figura C9. Diagrama de flujo del test para medida de potencia y energía.**

- *Proceso A:* Para configurar la FPGA es necesario abrir una referencia a la tarjeta FPGA y configurar los canales de medida. Luego hay que configurar la frecuencia de muestreo de los canales de medida y el tamaño del *buffer* de lectura.
- *Proceso B:* Después del proceso A empieza un proceso de adquisición de datos y medida. En la adquisición de datos leen las formas de ondas del DMA y se preparan las señales para el proceso de medida de potencia separando el *buffer* de lectura en dos, uno con las tres tensiones y otro con las tres corrientes. Se opta por visualizar estos dos *buffers* para comprobar la adquisición de datos.



Figura C10. Test para la medida de parámetros de energía eléctrica.

- *Proceso C*: Las medidas de potencia se realizan en una estructura de fragmentos que obliga a que un proceso no se ejecute hasta que no haya finalizado el anterior, se ha distribuido de tal manera para no liberar el buffer DMA. El primer fragmento realiza la medida de los fasores y componentes simétricas. El segundo fragmento está dedicado a la medida de potencia. Durante esta etapa de desarrollo se detecta un *bug* en el software LabVIEW. La función que representa el diagrama fasorial no se visualiza correctamente cuando se trabaja en tiempo real. Por lo que se decide no representar esta gráfica.



Figura C11. Test para la medida de parámetros de energía eléctrica.

#### 4. Funciones de protección

En cuanto a las funciones de protección para ser integradas en el diseño del sistema encontramos el registro de eventos que afectan a la calidad de potencia eléctrica, la detección y aislamiento de la perturbación. Esta es una tarea que debe ser realizada eficazmente en tiempo real.

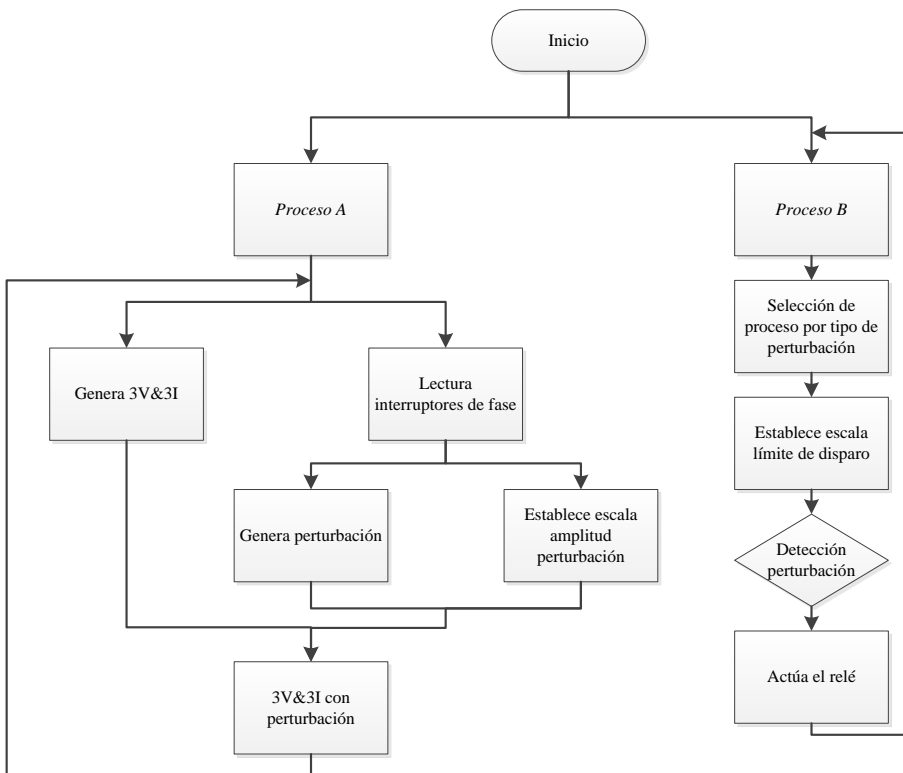
Antes de explicar cómo se ha implementado las funciones de protección en el SGTB es necesario indicar que para comprobar el funcionamiento de estas se han generado perturbaciones de forma simulada. Para el desarrollo del SGTB se ha considerado la integración de seis tipos de protecciones:

- *Sub/Sobretensión:* Para desarrollar estas dos protecciones se usa una función que calcula el promedio de RMS de las tres tensiones. El promedio es comparado con el nivel de tensión para subtensión y para sobretensión, según el resultado de la comparación el relé debe ser disparado o permanecer en reposo.
- *Pico de sobretensión:* Se opera del mismo modo que en el caso anterior con la diferencia de que ahora los relés serán disparados cuando el nivel mayor de tensión alcanzado por una o más tensiones supere el límite establecido.
- *Sub/Sobrefrecuencia:* Se utiliza una función para extraer la frecuencia de cada tensión y compararla con el nivel marcado para la actuación de los relés.



- *Sobrecorriente*: Al igual que el primer tipo de protección para el caso de la corriente se usa una función que calcula su promedio RMS.

El siguiente paso para comprobar que la plataforma permite desarrollar la funcionalidad planteada era implementar la funcionalidad de protecciones. Para ello se desarrolla un entorno de pruebas donde se generan señales de tensión y corriente de forma simulada.



**Figura C12. Diagrama de flujo del test para las funciones de protección.**

- *Proceso A*: El primer paso para desarrollar el algoritmo de protección es generar las perturbaciones de forma simulada y controlada. Esto quiere decir que se tiene el control sobre qué tipo de perturbación se va a producir, con qué intensidad y sobre qué fase o fases va a ser aplicada la perturbación. Entre las perturbaciones a elegir se encuentran; subtensión (*undervoltage*); sobretensión (*overvoltage*); pico de sobretensión (*peak overvoltage*); subfrecuencia (*under frequency*); sobrefrecuencia (*over frequency*); *sobrecorriente* (*overcurrent*).

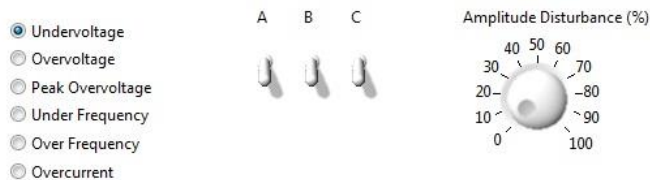


Figura C13. Test para medida de parámetros de energía eléctrica, accionamiento.

- *Proceso B:* De forma paralela se ejecuta el algoritmo para la detección de perturbaciones. El umbral de disparo para cada relé puede ser establecido por el usuario de la aplicación a través del control *Limits Disturbances*. Se ha integrado un simulador de relé para cada una de las tres fases y para cada tipo de perturbación.

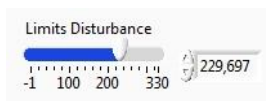


Figura C14. Test para medida de parámetros de energía eléctrica, detección.

En la siguiente Figura C15 se aplica un 30% *undervoltage* a la fase A, el indicador led que simula el relé de protección se enciende, en ese instante el relé estaría actuando.

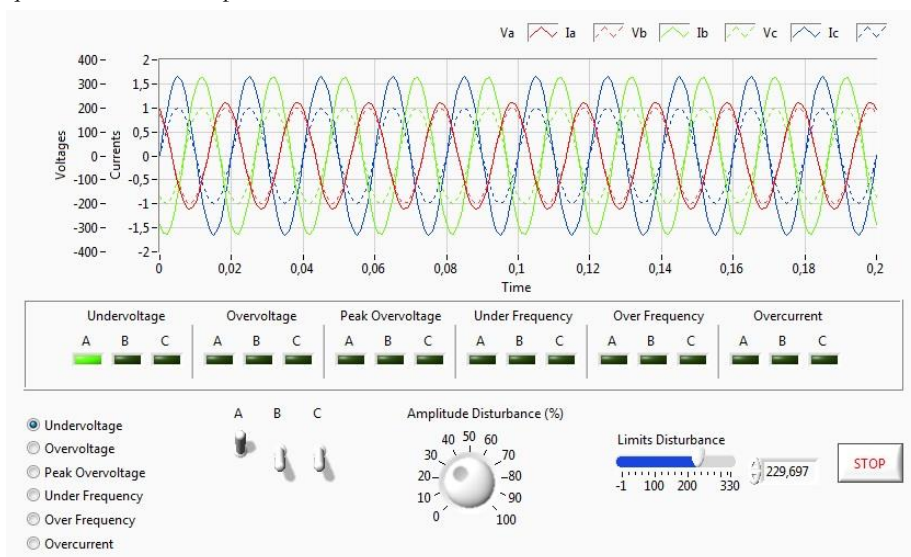


Figura C15. Test para funciones de protección.