

ANÁLISIS DE LA CALIDAD de suministro en una red de distribución con generación distribuida fotovoltaica



Pedro González-Castrillo

Enrique Romero-Cadaval

Eva González-Romera

Miguel Ángel Guerrero-Martínez

Ingeniero Industrial

Doctor Ingeniero Industrial

Doctora Ingeniero Industrial

Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD DE EXTREMADURA. EII. Campus Universitario Avda. de Elvas, s/n – 06006 Badajoz.
Tfno: +34 924 289600. pgoncas@unex.es

Recibido: 15/06/2011 • Aceptado: 05/07/2011

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/4579>

ANALYSIS SUPPLY QUALITY IN A DISTRIBUTION NETWORK WITH DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION

ABSTRACT

- The electrical system must adapt to the addition of distributed generation nodes in the networks. These generation nodes could influence the electric power quality and may affect the operation of the distribution networks. Grid connected photovoltaic (PV) systems are a good example of the increase of distributed generation. The impact of a PV plant in power quality parameters of a rural distribution network is shown in this paper. The characteristics of the PV plant and distribution network are listed and also the equipment used to carry out the measurements. Power quality parameters measured at the beginning of the grid are analyzed before and after to the PV plant connection. The voltages and currents waveforms are compared in both situations. Power quality parameters measured at the point of common coupling (PCC) of the grid and PV plant are shown and also the currents waveforms of PV inverters. The measures carried out on the grid show the influence of PV plant in the power quality of the distribution network. PV plants have introduced operational particularities in the networks that have to be considered for future PV grid connected regulation.
- **Keywords:** Electric power quality, PV grid connected generation, point of common coupling, reverse power flow, harmonic distortion, PV inverters.

RESUMEN

El sistema eléctrico ha de adaptarse a la incorporación de nuevos puntos de generación distribuidos en sus redes. La influencia de dichos nodos de generación puede ser notable en la calidad de suministro eléctrico y en la manera de operar de las redes de distribución. Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red son un buen ejemplo del aumento de la generación distribuida. Este trabajo muestra la influencia de una planta fotovoltaica sobre la calidad de suministro de una red de distribución rural. Se detallan las características de la planta fotovoltaica y la red de distribución objeto de estudio y se describen los instrumentos de medida empleados. Se analizan distintos parámetros de calidad de suministro medidos en la cabecera de la red antes y después de la conexión de una planta fotovoltaica. Se presenta una comparativa de las formas de onda de tensiones y corrientes en ambas situaciones. Se muestran las medidas de parámetros de calidad de suministro en el punto de conexión común (PCC) de la red y la instalación fotovoltaica junto con las formas de onda de las corrientes en los terminales de salida de los inversores de la planta fotovoltaica. Las medidas realizadas muestran que la planta fotovoltaica influye sobre la calidad de suministro de la red. Las plantas fotovoltaicas han introducido nuevas particularidades en el funcionamiento de las

redes eléctricas que han de tenerse en cuenta para las futuras regulaciones de conexión a red de este tipo de instalaciones.

Palabras clave:

Calidad de suministro eléctrico, generación fotovoltaica conectada a red, punto de conexión común, flujo inverso de potencia, distorsión armónica, inversores fotovoltaicos.

1. INTRODUCCIÓN

La generación distribuida está cada vez más presente en las redes de distribución. El concepto y la forma de explotar este tipo de redes está cambiando conforme a los requerimientos de las compañías eléctricas distribuidoras y al operador de red, que buscan incorporar la generación distribuida en sus redes de manera que se proporcione estabilidad y una mejor gestionabilidad al sistema eléctrico. En el caso concreto de la generación distribuida fotovoltaica, ha habido un aumento notable de megavatios instalados en los últimos años motivado por las subvenciones del gobierno y la disminución de los costes de producción de la tecnología. Es evidente que el marco regulatorio del año 2008 propició la construcción de un gran número de instalaciones, concretamente en dicho año hubo en todo el mundo una potencia total instalada de 6090 MW. España fue el líder con un 43% de toda esa potencia instalada según se describe en [1]. La mayoría de los esfuerzos de investigación se han encaminado hacia la mejora del rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas en cuanto a desarrollo de componentes, topología de convertidores y óptimo seguimiento de la radiación solar [2]-[6]. En poco tiempo el avance de la tecnología es evidente y los rendimientos de las instalaciones han aumentado de forma considerable. Esta rápida evolución tecnológica que ha experimentado el sector ha propiciado que coexistan instalaciones de muy distinta topología y con ello aparezcan diferentes comportamientos y casuísticas en la conexión a red. Toma vital relevancia conocer el impacto de las instalaciones fotovoltaicas sobre las redes de distribución a las que se conectan, debido al cada vez mayor nivel de penetración de este tipo de generación. Altos niveles de penetración de generación fotovoltaica conllevan una serie de problemas potenciales que pudieran suponer una desventaja para el desarrollo de este tipo de generación [6]. La capacidad de generación de las instalaciones de generación no gestionables en España, no puede exceder el 20% de la potencia de cortocircuito de la red en el PCC, para mitigar los posibles efectos de las instalaciones de generación en la red de distribución. Obtener con exactitud un valor de la impedancia de cortocircuito de la red en el PCC nos proporciona una idea de la posible potencia de generación no gestionable a instalar en dicho punto de la red; sin embargo, hacerlo previamente a la instalación de la planta de generación no es trivial. La impedancia de la red, que guarda relación directa con la potencia de cortocircuito, cambia con la frecuencia y su estimación puede ser complicada

con la presencia de más de una fuente de generación en la red. La localización del punto de conexión de la instalación fotovoltaica en la red de distribución puede influir sobre la calidad de suministro de la red en el PCC [8] y además la diferencia entre condiciones de producción y carga en la línea, puede provocar fluctuaciones en la tensión de red debidas a la inversión del flujo de potencia [9], [10]. Actualmente, el marco regulatorio de la generación en régimen especial está cambiando con el objetivo de hacer más gestionable y controlable la generación distribuida y evitar los problemas mencionados. En el caso concreto de las plantas fotovoltaicas, se van a imponer nuevos requerimientos [11] referentes a la calidad de suministro y al control de los convertidores de potencia de cara a satisfacer las necesidades del sistema eléctrico mejorando su fiabilidad y calidad de suministro. Algunas medidas, como la producción bajo un rango de factor de potencia obligatorio, el aporte de reactiva a red para control de tensión y respuesta frente a huecos de tensión de los convertidores electrónicos de las instalaciones, son los nuevos retos técnicos de la industria fotovoltaica. Teniendo en cuenta todos esos factores, es importante analizar la calidad de suministro con la que trabajan las instalaciones y evaluar su comportamiento en la conexión a red (huecos, *antiislanding*, inversión de potencia). El presente documento muestra las medidas realizadas en una red de distribución en la subestación de origen de la red en dos situaciones, antes y después de la incorporación a la red de una instalación fotovoltaica con el objetivo de evaluar la influencia de la generación fotovoltaica sobre dicha red. También se analiza la calidad de suministro en PCC y el funcionamiento de la planta fotovoltaica con la medida de parámetros de calidad de suministro y la comparativa de las formas de onda de las corrientes de los inversores de la planta.

2. MATERIAL Y MÉTODOS

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA Y RED DE DISTRIBUCIÓN

El tamaño y la potencia pico de la planta fotovoltaica, la carga y la potencia de cortocircuito de la red son parámetros importantes a tener en cuenta a la hora de evaluar cómo afecta a la red la planta fotovoltaica, todos estos parámetros se relacionan con el nivel de penetración de la generación fotovoltaica.

Según [10], la mayoría de los problemas detectados en pruebas experimentales ocurren en redes de distribución rurales, debido a su alta impedancia. Teniendo esto en cuenta en el proceso de selección de la línea a estudiar, se analizaron datos registrados de diferentes líneas de distribución rurales de los años 2005 a 2007, para elegir una de ellas con perfil de carga bajo y sin cambios notables en los diferentes años. La línea escogida tenía similares perfiles de carga del año 2005 al 2007 con una baja demanda durante dichos periodos Fig. 1., alcanzando valores más altos en los meses de Abril a Agosto, cuando la mayoría de los clientes de zonas rurales desarrollan

su máxima actividad. Otro requisito para la elección de la línea fue que tuviera una instalación conectada a la misma para obtener datos recogidos en las dos situaciones descritas (con y sin generación fotovoltaica). La línea estudiada es una línea de distribución rural de media tensión (20 kV) en el suroeste de España con una potencia instalada aproximada de 5 MW que abastece a 115 clientes, incluyendo una pequeña población y numerosas explotaciones agrarias de regadío. La línea parte de un transformador de distribución de 20 MVA de una subestación con relación de transformación 66 kV/20 kV.

La planta fotovoltaica se encuentra localizada a 4 km de la subestación y comenzó su producción en el año 2008. La instalación fotovoltaica tiene inversores monofásicos de 5 kW e inversores trifásicos de 20 kW y 100 kW de potencia, todos ellos equipados con transformadores de aislamiento galvánico y con las protecciones propias de los inversores utilizados en sistemas fotovoltaicos como son: contra polarización inversa, contra sobretensiones transitorias en la entrada y la salida, contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida, contra fallos de aislamiento, contra sobret temperatura y anti-isla. El parque fotovoltaico se compone de 6633

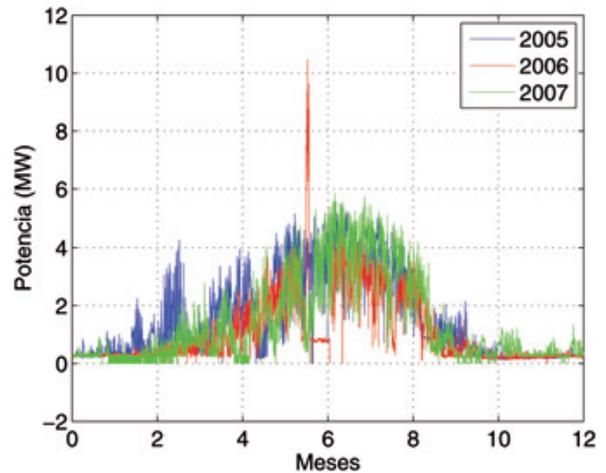
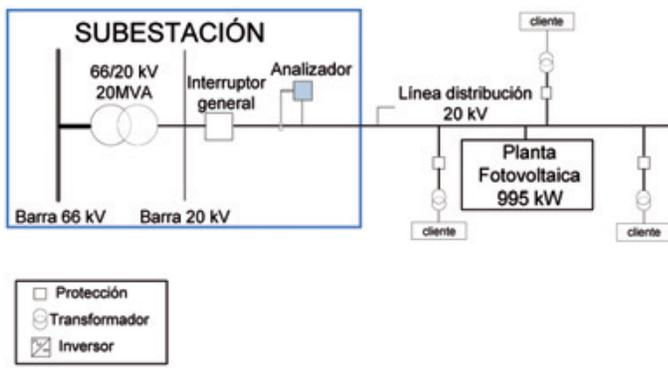


Fig. 1: Perfiles de carga de la línea en los años 2005, 2006 y 2007

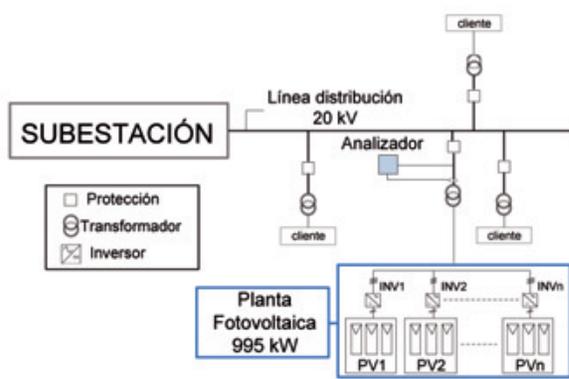
módulos fotovoltaicos de 150 W de potencia nominal asociados en 390 agrupaciones serie (strings) de 17 módulos



(a)



(b)



(c)



(d)

Fig. 2: Situación y colocación de los equipos de medida: a) esquema de situación del analizador en subestación, b) imagen de analizador en subestación, c) esquema de situación del analizador en planta fotovoltaica, d) imagen de analizador en planta fotovoltaica.

cada uno. Las agrupaciones de módulos en serie (*strings*) se conectan a inversores de distinta potencia, formando grupos trifásicos de 15 kW (tres monofásicos de 5 kW), 20 kW y 100 kW constituyendo un total de 995 kW de potencia total instalada. Todos los inversores se conectan a la red a través de transformadores 0.4 kV/20 kV, dos de ellos de 630 kVA y los otros dos de 400 kVA.

2.2 METODOLOGÍA DE MEDIDA

Para realizar las medidas se instaló un *analizador de calidad de suministro* LEM (Topas 1000) en dos puntos de la línea eléctrica escogida: primero en subestación para obtener datos en los dos períodos ya mencionados - con (año 2009) y sin (año 2007) generación fotovoltaica conectada a la línea - y realizar un análisis comparativo de ambos y segundo en el PCC para evaluar la calidad de suministro inyectada a la red por la instalación fotovoltaica. Como complemento a las medidas realizadas en el PCC, se capturaron las formas de onda de las corrientes de fase y neutro de las diez agrupaciones de inversores de la planta medidas a la salida de los inversores en baja tensión antes de los transformadores elevadores ya mencionados con el objetivo de analizar de forma cualitativa como operan los distintos grupos de inversores.

Se han registrados diferentes parámetros y magnitudes eléctricas como potencia activa y reactiva, factor de potencia, tasa de distorsión armónica de corriente (THDI), tasa de distorsión armónica de tensión (THDU), armónicos individuales de tensión y corriente, tensiones, corrientes y frecuencia de red. Todos los períodos de medida fueron de 24 horas en diferentes días de registro: las medidas de la red sin la planta fotovoltaica fueron realizadas en subestación los días 25 y 26 de Febrero de 2007, las medidas de la red con el sistema fotovoltaico fueron realizadas el 29 y 31 de Marzo de 2009, la salida de la planta fotovoltaica en el PCC fue monitorizada el 3 de Marzo de 2010 y finalmente las corrientes entregadas por los inversores se capturaron el 18 de Marzo de 2010.

El analizador de calidad de suministro fue conectado en los secundarios de los transformadores de medida de

corrientes (300A/60A) y tensiones (22kV/110V) de la línea en subestación Fig. 2. a), b) y de igual manera, después del interruptor general de la planta fotovoltaica para realizar las medidas del PCC Fig. 2. c), d). El analizador Topas 1000 cuenta con 8 canales de medida para corrientes y tensiones indistintamente; se realizó la conexión a cuatro hilos con neutro y este punto neutro puesto a tierra. Para las medidas en subestación y PCC, el equipo registró datos con un intervalo de muestreo máximo de 10 ms para valores eficaces, promediando posteriormente los datos por minuto. Para el registro de las formas de onda de corrientes o tensiones se programó el analizador para capturas consecutivas de datos en períodos de registro de 5 segundos con un muestreo de 156 microsegundos.

3. RESULTADOS

Se muestran en los siguientes subapartados los parámetros medidos más representativos y se comparan con los límites establecidos en los estándares correspondientes. Se considera [12] para evaluar todos los valores medidos en subestación tanto en 2007 (sin fotovoltaica) como en 2009 (con fotovoltaica), para los parámetros medidos en el PCC en 2010 se tienen en cuenta los valores establecidos en [13].

3.1 CALIDAD DE SUMINISTRO DE LA RED MEDIDA EN SUBESTACIÓN

3.1.1 Análisis de parámetros de calidad de suministro (valores promediados)

Potencia activa

El perfil de carga de la línea en los últimos años fue bajo y plano Fig. 1., el valor máximo de potencia de 5 MW contratada por los usuarios nunca se alcanza, incluso en los meses de mayor actividad. La demanda registrada en ambos períodos (2007 y 2009) estuvo por debajo de 2 MW, existiendo diferencia entre ambos períodos debido al aumento de carga en la línea. La planta fotovoltaica produce 995 kW máximos en condiciones óptimas, de modo que se pueden dar casos de inversión de potencia en subestación. En la Fig.

3. a), b); se muestra el perfil de potencia activa durante 24 horas, se observa en b) como la producción de la planta fotovoltaica afecta al flujo de energía durante varias horas en la subestación llegando a detectarse un flujo inverso de potencia en subestación en las horas de mayor producción de la planta

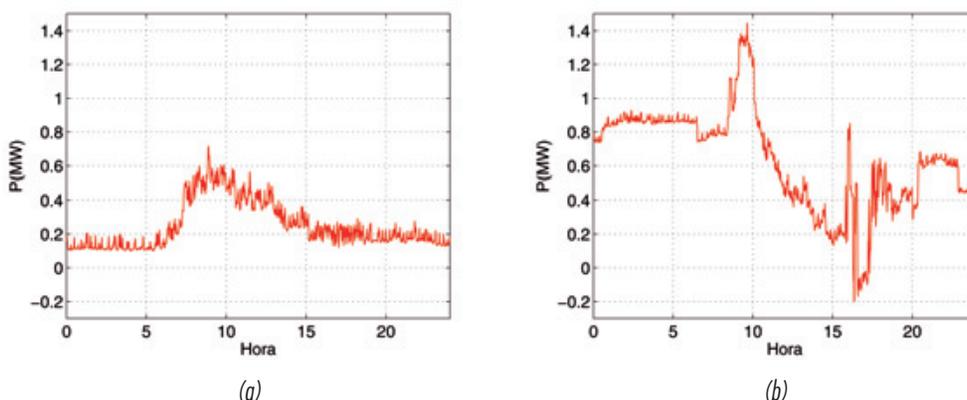


Fig. 3: Medidas realizadas en subestación durante 24 horas. Potencia activa: a) sin fotovoltaica (26/03/2007), b) con fotovoltaica (31/03/2009)

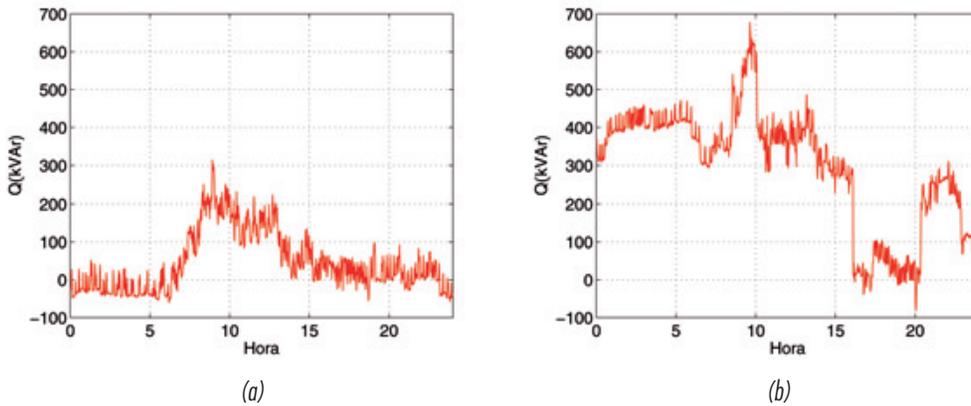


Fig. 4: Medidas realizadas en subestación durante 24 horas. Potencia reactiva: a) sin fotovoltaica (26/03/2007), b) con fotovoltaica (31/03/2009)

fotovoltaica. Se ha constatado que en situaciones de flujo inverso y perfiles de carga de la línea próximos a cero MW, se producen actuaciones de las protecciones por desequilibrios entre fases de la línea. Los umbrales de actuación de dicha protección están programados en función de valores porcentuales de la corriente nominal demandada por fase; por ello no hay discriminación de situaciones de baja demanda.

Potencia reactiva

Se produce un incremento de consumo de reactiva en el periodo con la planta fotovoltaica operativa la Fig. 4. b) en comparación con el primer período Fig. 4. a). Hasta ahora, una de las funciones del sistema de control de los inversores fotovoltaicos era no proporcionar reactiva a la frecuencia fundamental; sin embargo diversas medidas experimentales han mostrado que los filtros de los inversores no se desconectan consumiendo reactiva, incluso cuando la planta fotovoltaica no está operativa. Este hecho no justifica este consumo de reactiva que debe haberse producido por el incremento de las cargas en la red en los últimos años.

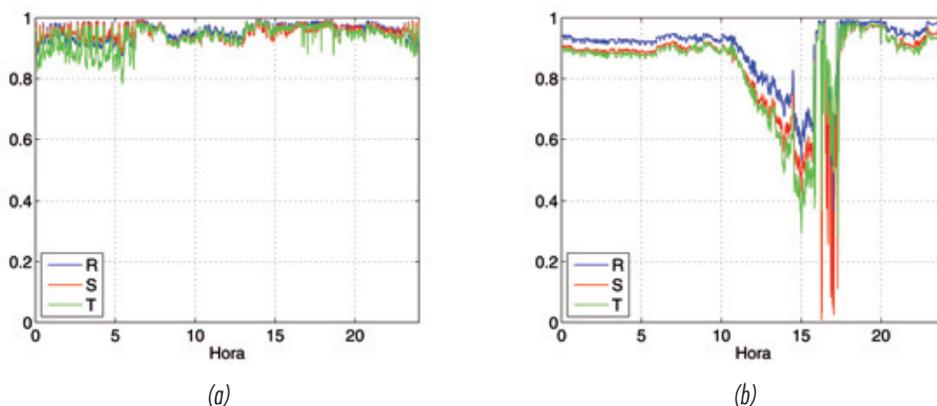


Fig. 5: Medidas realizadas en subestación durante 24 horas. Factor de potencia: a) sin fotovoltaica (26/03/2007), b) con fotovoltaica (31/03/2009)

Factor de potencia

Se observa en Fig. 5. a), que los valores del factor de potencia son siempre superiores a 0.85 y sólo toman valores inferiores cuando el perfil de carga es bajo, sin embargo los valores decrecen hasta índices inaceptables durante la operación de la planta fotovoltaica en Fig. 5. b). Cuando la instalación fotovoltaica opera cerca

de su valor de potencia nominal, la mayoría de la potencia activa demandada por los clientes es proporcionada por la planta, reduciendo la demanda de potencia activa de la red: esto produce valores bajos del factor de potencia medidos en subestación.

Distorsión armónica de tensiones y corrientes

La distorsión en las tensiones se debe a las corrientes que demandan las cargas no lineales; estas corrientes recorren las impedancias de la red, afectando a la tensión de sus nodos. El estándar [12] limita la THDU al 8 % y también los armónicos individuales de tensión. En Fig. 6. c), d), g), h) se muestra que no se exceden los límites establecidos en los estándares, de modo que - en lo referente a distorsión de tensiones - la influencia de la instalación fotovoltaica es inapreciable. La distorsión en las corrientes es debida a las formas de onda de corrientes demandadas por las cargas no lineales y, además, a las corrientes inyectadas por los inversores fotovoltaicos en la red. En Fig. 6. a) se muestra la THDI y, además, se observan que los armónicos individuales de corriente en Fig. 6. e) son debidos a valores bajos de la componente fundamental de corriente; sin embargo,

es reseñable la presencia en subestación del armónico 40 que pudiera ser debido a las señales de conmutación de los inversores de la planta fotovoltaica Fig. 6. f). Los altos valores de THDI se alcanzan cuando la planta opera a su potencia nominal coincidiendo con la inversión del flujo de potencia en subestación.

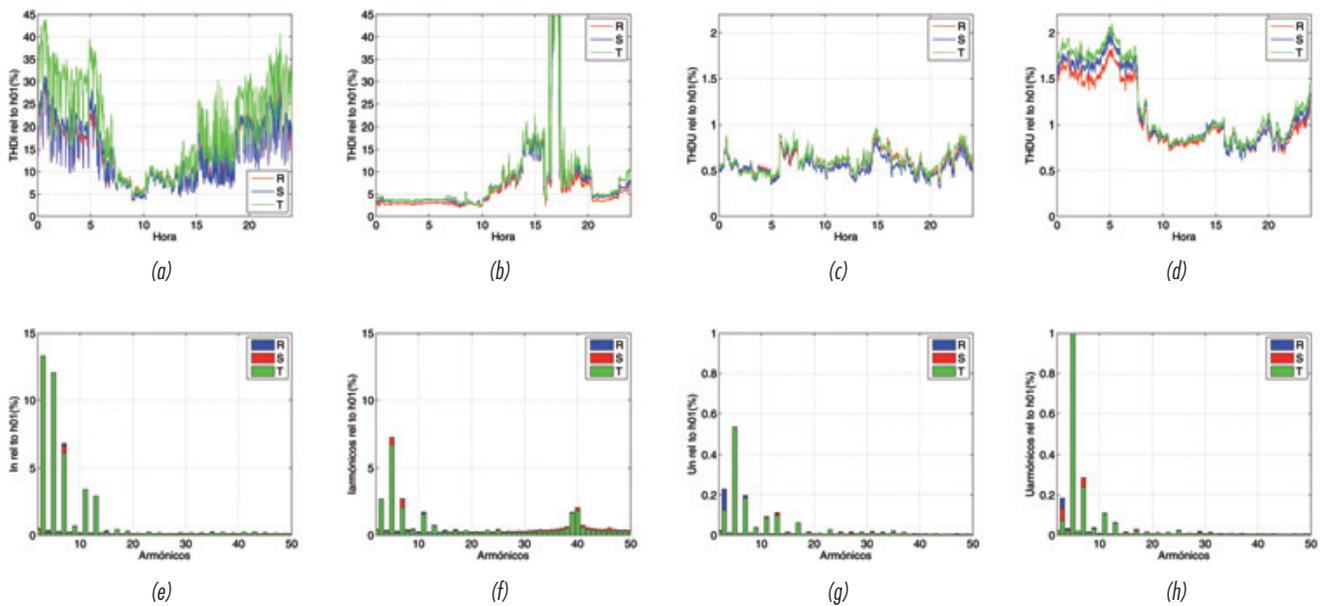


Fig. 6: Medidas realizadas en subestación durante 24 horas. THDI: a) sin fotovoltaica, b) con fotovoltaica; THDU: c) sin fotovoltaica, d) con fotovoltaica; armónicos de tensión: e) sin fotovoltaica, f) con fotovoltaica, armónicos de corriente: g) sin fotovoltaica, h) con fotovoltaica

Tensiones, corrientes y frecuencia de red

En la Fig. 7. a) y b) se muestran los perfiles de las tensiones eficaces de las tres fases en los dos períodos de medida, antes y después de la conexión de la planta fotovoltaica respectivamente. La tensión se mantiene estable en ambos casos y siempre dentro de los límites establecidos

en [12]. Las corrientes de fase medidas en los dos períodos se muestran en Fig. 7. c) y d). Se comprueba cómo en horas de máxima generación, las magnitudes de corriente de las fases decaen en subestación a valores cercanos a cero, provocando el ya comentado anteriormente en la gráfica de potencia activa, efecto de inversión de potencia o paso por

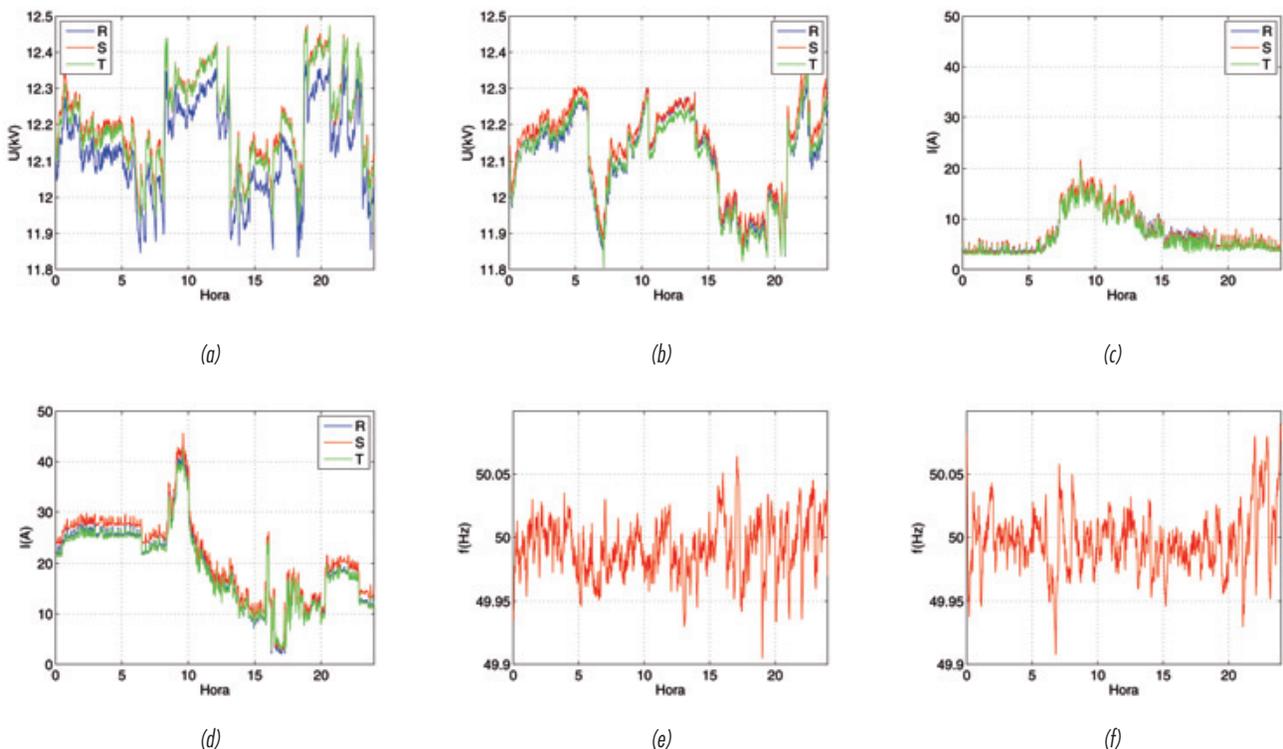


Fig. 7: Medidas realizadas en subestación durante 24 horas. Tensiones eficaces: a) sin fotovoltaica, b) con fotovoltaica; corrientes eficaces: c) sin fotovoltaica, d) con fotovoltaica; frecuencia de red: e) sin fotovoltaica, f) con fotovoltaica

cero en subestación. La frecuencia de red registrada en los dos periodos de medida se muestra en Fig. 7. e) y f). No hay cambios reseñables en la frecuencia de red manteniéndose esta dentro de los límites de $\pm 1\%$ descritos en [12].

3.1.2 Análisis de formas de onda de red medidas en subestación (valores instantáneos)

Para completar el estudio comparativo de parámetros de calidad de suministro en subestación antes y después de la incorporación de la planta fotovoltaica mencionada, se realizó un análisis de los valores instantáneos de tensiones y corrientes de fase medidos en la subestación en las dos situaciones descritas. El seguimiento de las formas de onda fue de 24 horas, analizando las corrientes y tensiones instantáneas junto con los diagrama fasoriales asociados a dichas ondas para cada una de las horas del día. Como

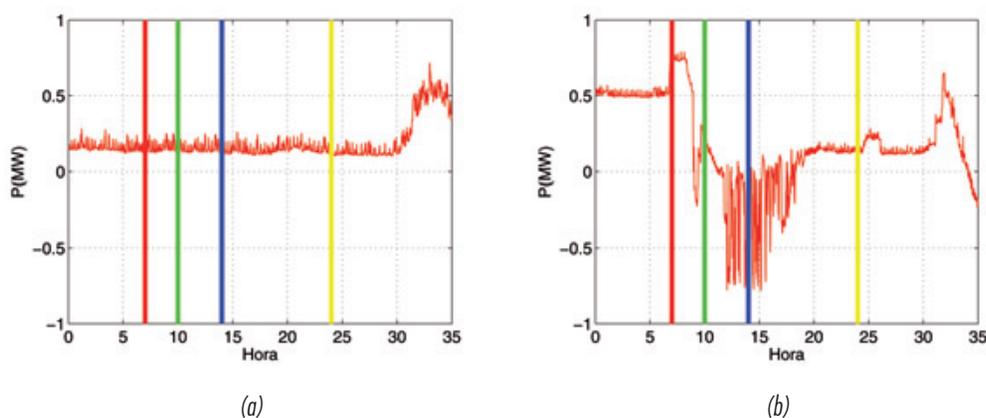


Fig. 8: Perfiles de potencia activa medidos en subestación durante 35 horas. Aparecen marcadas en líneas verticales sobre los perfiles, las horas concretas de las medidas que se muestran en las siguientes gráficas: 7 horas (rojo), 9 horas (verde), 14 horas (azul), 25 horas (amarillo). a) Sin fotovoltaica (25/02/2007), b) con fotovoltaica (29/03/2009).

resumen del estudio, se representan en este documento cuatro momentos de los registros realizados, correspondientes a cuatro horas concretas de los dos días de medida con (año 2009) y sin (año 2007) planta fotovoltaica. Las horas que se muestran de las registradas son las 7 horas para analizar las formas de onda en horas de no generación de la planta, las 9 horas coincidiendo con el comienzo de producción de la planta, las 14 horas para evaluar las formas de onda en instantes cercanos a los de máxima producción de la instalación y por último las 25 horas volviendo a momentos de no producción. Es posible situar los instantes registrados sobre los perfiles de potencia activa Fig. 8. y conocer la potencia registrada desde la subestación en los instantes analizados.

3.1.3 Análisis de formas de onda de red medidas en subestación

En las siguientes gráficas se evalúa de forma cualitativa las corrientes y tensiones instantáneas en las horas mencionadas. En todos los diagramas fasoriales se muestran los

desfases existentes entre las corrientes y tensiones de cada fase, los valores de los fasores de corrientes y tensiones de las tres fases normalizados a un valor promedio calculado que se muestra en los diagramas, de cara a evaluar un posible desequilibrio entre fases de corrientes o tensiones.

Observando las formas de onda de tensión, se comprueba que las tensiones de red se mantienen inalterables con y sin planta fotovoltaica en funcionamiento, estas no se ven modificadas en ninguna de las horas registradas Fig. 9-12.

Atendiendo a la formas de onda de las corrientes, se observan en todas las horas Figs. 9-12 que las corrientes registradas en el periodo con planta fotovoltaica, el contenido de armónicos es de un orden mayor respecto a las corrientes registradas sin planta fotovoltaica. Existe un armónico de mayor orden que pudiera tener relación con la frecuencia de conmutación de los inversores fotovoltaicos.

Los diagramas fasoriales en el periodo de medida sin fotovoltaica Figs. 9-12. c) son de carácter inductivo donde las corrientes están retrasadas respecto a las tensiones. En cuanto al periodo de medida con planta fotovoltaica, ocurre lo mismo en horas de no generación Fig. 9. d) y Fig. 12. d); sin embargo en horas de actividad de la planta Fig. 10. d) y Fig. 11. d), el flujo de potencia puede cambiar en

función del nivel de producción de la planta y la carga de la red en ese instante, modificando el carácter inductivo de la red respecto a los desfases entre corrientes y tensiones.

3.2 CALIDAD DE SUMINISTRO DE LA RED MEDIDA EN EL PCC

En este punto se evalúa la calidad de suministro inyectada en la red, la potencia nominal de la instalación fotovoltaica respecto a la potencia de cortocircuito de la red en el PCC: es un ratio importante a la hora de analizar los valores de los diferentes parámetros medidos y su influencia en la red.

Se muestra en Fig. 13. a) el perfil de potencia activa de la planta. Las fluctuaciones de potencia son propias de un día nublado y sólo se alcanza la potencia nominal sobre las 15 horas. Se observa en Fig. 13. b) la potencia reactiva demandada por las cargas de la red. Se detectan fluctuaciones de la potencia reactiva en los momentos previos y posteriores a la actividad de la planta fotovoltaica, no observándose consumo de potencia reactiva durante la noche.

La planta fotovoltaica debe funcionar con un factor de

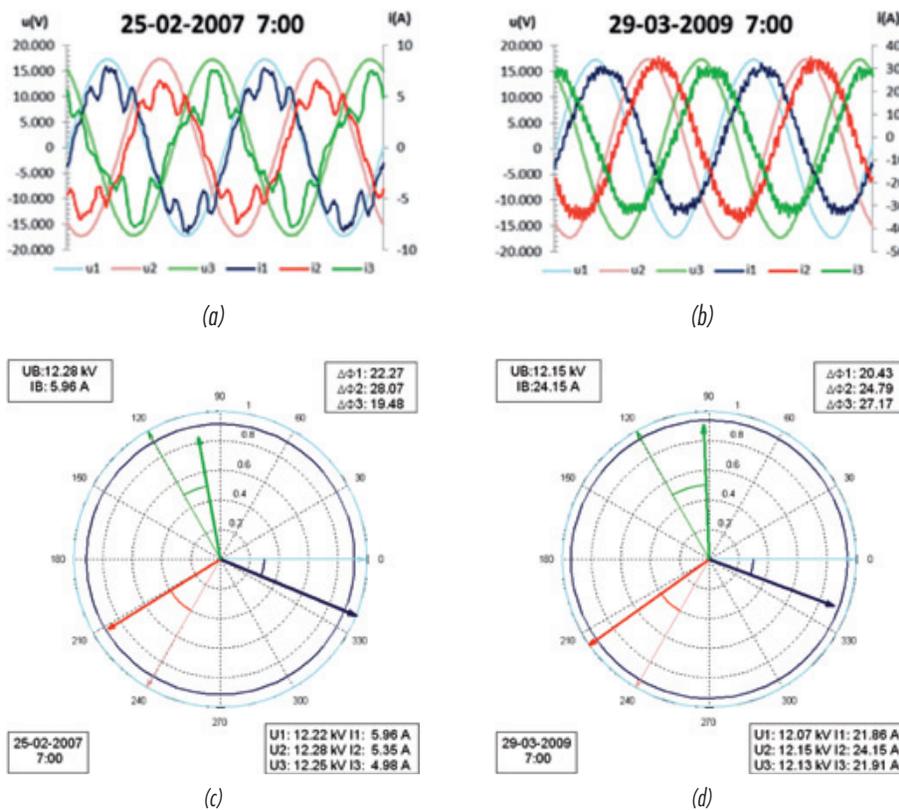


Fig. 9: Registro en subestación de formas de onda a las 7 horas. Formas de onda de tensiones y corrientes: a) sin fotovoltaica, b) con fotovoltaica. Diagramas fasoriales de tensiones y corrientes: c) sin fotovoltaica, d) con fotovoltaica.

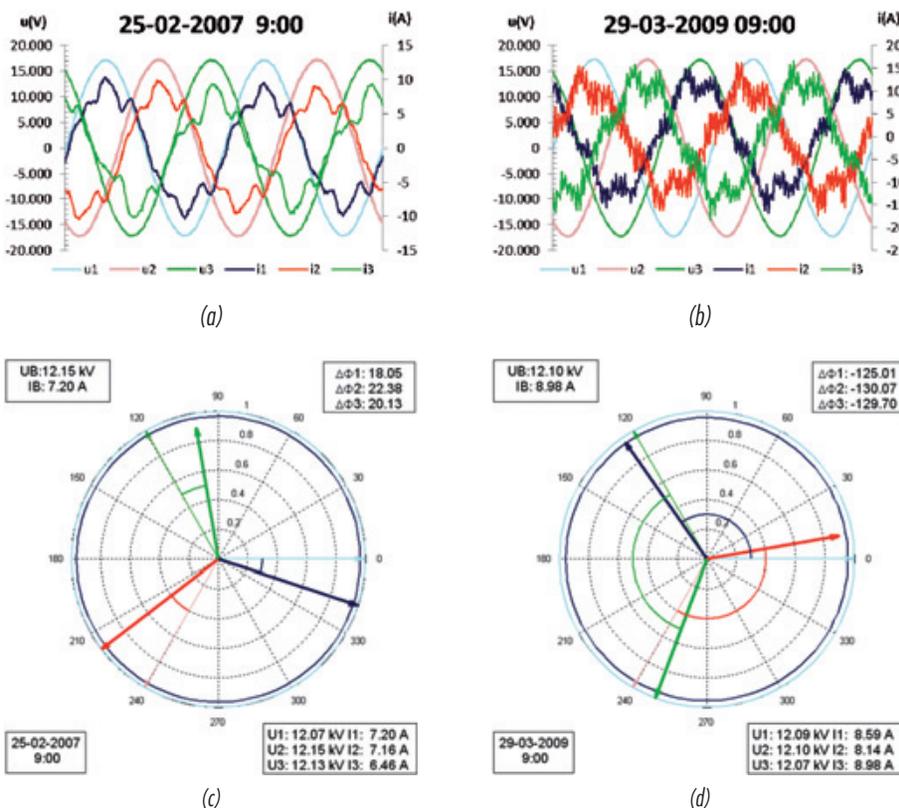


Fig. 10: Registro en subestación de formas de onda a las 9 horas. Formas de onda de tensiones y corrientes: a) sin fotovoltaica, b) con fotovoltaica. Diagramas fasoriales de tensiones y corrientes: c) sin fotovoltaica, d) con fotovoltaica.

potencia de 0.85, siempre que se sobrepase el 10% de su potencia nominal [13]. Como puede observarse en Fig.13. a), la potencia activa de la planta siempre supera el 10% de la potencia nominal (995 kW), sin embargo el factor de potencia se encuentra por debajo de 0.8 en bastantes ocasiones Fig.13. c). El perfil de tensiones se representa en Fig.13. d), los valores de las tensiones están dentro del rango normal de funcionamiento establecidos en [13]. Normalmente las variaciones de tensiones se deben a las corrientes generadas por los inversores que pueden producir sobretensiones en el caso que la potencia de la planta fotovoltaica sea similar a la demanda por las cargas. El estándar IEEE 519-1996 establece un máximo del 3% para la distorsión de los armónicos individuales y un máximo del 5% para la THDU. Estos límites no se alcanzan en el punto medido (PCC) Fig.13. f), h).

Las corrientes armónicas están relacionadas con el funcionamiento de los inversores, los fabricantes de inversores aseguran que sus equipos proporcionan una THDI < 3% cuando se opera sobre el 30% de la potencia nominal y esta situación es habitual. Lo mismo sucede con el estándar [13], en el que se recomienda que el inversor proporcione una corriente con una THDI inferior al 5% cuando se opera a potencia nominal. En Fig.13. e), se observa que la THDI medida se encuentra alrededor de dicho valor.

Los límites para los armónicos individuales de corriente se especifican en [13], en Fig.13. g) y se observa que todos los límites se sobrepasan debido a los períodos de componente fundamental próximos a cero. Hay que puntualizar que el

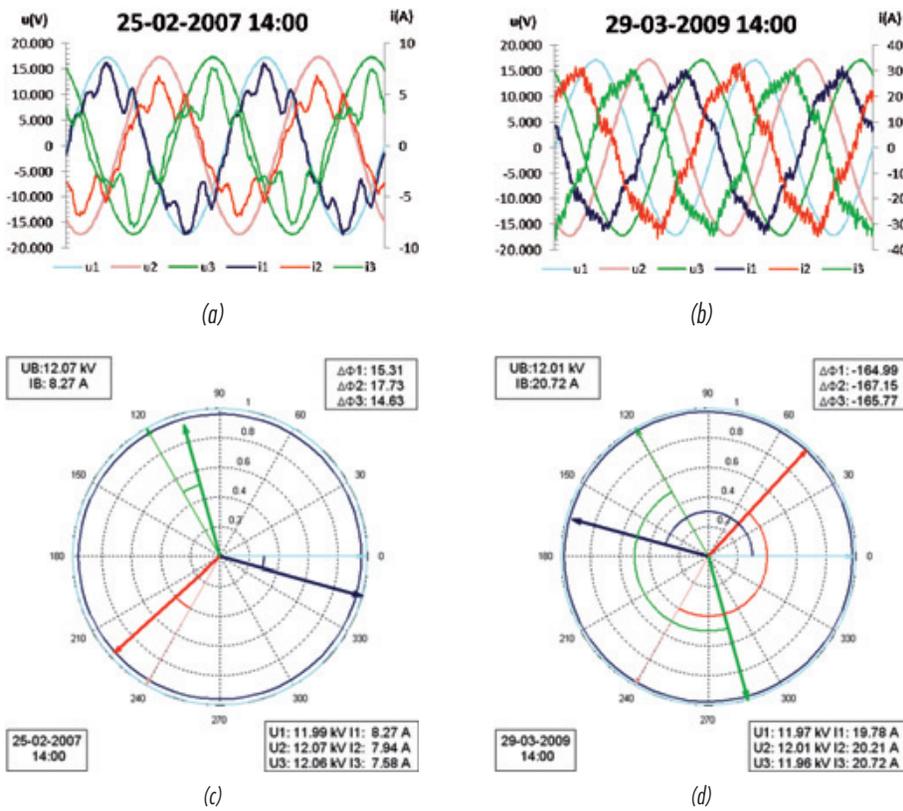


Fig. 11: Registro en subestación de formas de onda a las 14 horas. Formas de onda de tensiones y corrientes: a) sin fotovoltaica, b) con fotovoltaica. Diagramas fasoriales de tensiones y corrientes: c) sin fotovoltaica, d) con fotovoltaica.

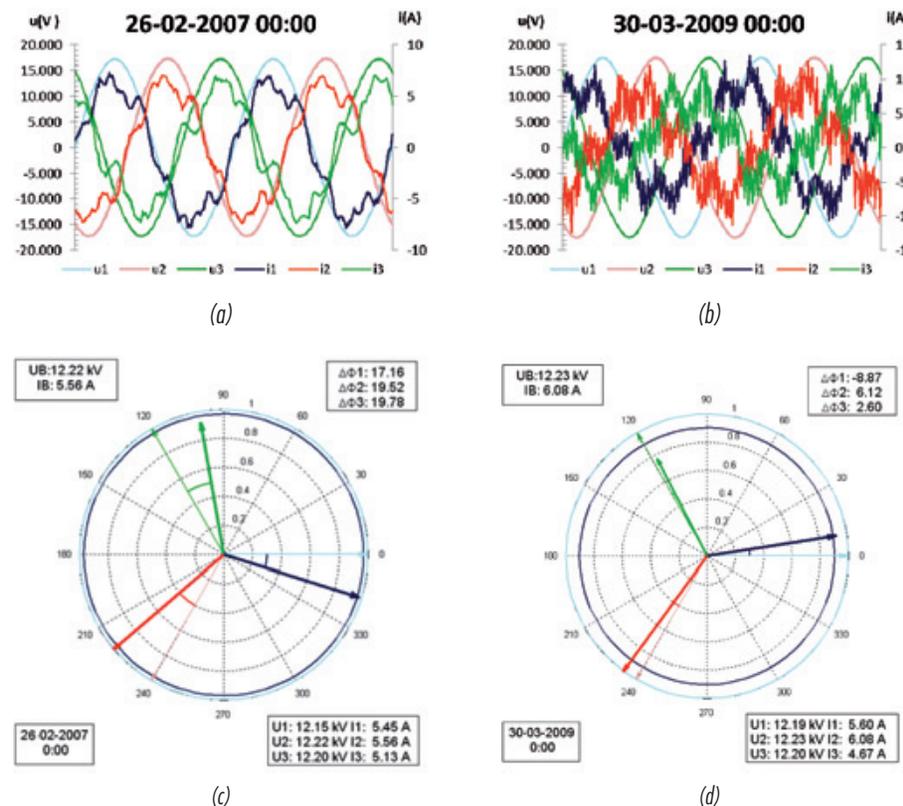


Fig. 12: Registro en subestación de formas de onda a las 0 horas. Formas de onda de tensiones y corrientes: a) sin fotovoltaica, b) con fotovoltaica. Diagramas fasoriales de tensiones y corrientes: c) sin fotovoltaica, d) con fotovoltaica.

armónico 40 registrado en subestación, también se detecta en el PCC; este armónico no se contempla en los estándares.

En Fig. 13. i) se muestra la frecuencia de red que no difiere de la frecuencia de red medida desde subestación, este parámetro se mantiene de forma estable dentro de los límites establecidos en [12] para la frecuencia de red en los distintos puntos de medida. El perfil de corrientes de fase en el PCC se muestra en Fig. 13. j), se comprueba de nuevo que se trata de un perfil de corrientes propio de un día nublado con sucesivas fluctuaciones en la generación.

3.3 MEDIDA DE FORMA DE ONDA A LA SALIDA DE LOS INVERSORES DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

En la planta fotovoltaica existen inversores monofásicos y trifásicos de diferente potencia que se asocian en 10 grupos de aproximadamente 100 kW. Se observa que el hecho de asociar inversores de diferentes potencias y características influye sobre las formas de onda de corriente proporcionadas por dichos grupos. En la Fig. 14. se muestran las capturas de las corrientes de fase y neutro de cada uno de los grupos realizadas en la planta fotovoltaica el 18/03/2010. En Fig. 14 d) se detectan desequilibrios entre las corrientes de fase que se manifiestan en la corriente de neutro, a su vez hay diferencias en el contenido armónicos de las corrientes proporcionadas por los grupos de inversores 9 y 10 en las Fig. 14. i) y Fig. 14. j) con respecto al resto de grupos. Este tipo de asociación de inversores es común encontrarla en plantas heterogéneas con distintos tipos de inversores que influyen de forma evidente la calidad de las corrientes.

4. DISCUSIÓN

En este trabajo se presentan las medidas realizadas en una red de distribución para analizar la influencia de una planta fotovoltaica sobre la red a la que se conecta. Se ha establecido una comparativa entre parámetros de calidad de suministro de la red antes y después del comienzo de la actividad de la planta fotovoltaica y se ha presentado un registro por hora de las formas de onda de tensiones y corrientes en subestación. También se han analizado dichos parámetros en el PCC a la salida de la planta fotovoltaica y se han registrado las formas de las corrientes a la salida de los grupos de inversores de la instalación fotovoltaica. Las medidas realizadas en la red muestran cómo afecta la generación fotovoltaica en la calidad de suministro de la misma.

El funcionamiento de la planta fotovoltaica provoca cambios en los parámetros de calidad registrados y también introduce nuevas particularidades en la gestión de la red. Se han detectados fenómenos de inversión de potencia en subestación, aumento de contenido armónico coincidiendo con fluctuaciones en la producción de la planta, disminución del factor de potencia en horas de generación, diferencias notables en las corrientes generadas por los distintos inversores de la planta en cuanto a desequilibrio y contenido

armónico, etc.

Estos fenómenos se evidencian en redes de distribución con una carga baja, donde las potencias contratadas por los usuarios son similares a las potencias pico de las plantas de generación que operan conectadas a ellas. En la actualidad, las compañías distribuidoras y el operador del sistema eléctrico han evidenciado que es necesario un mayor control sobre el funcionamiento de las plantas fotovoltaicas y un seguimiento de la calidad de suministro con la que trabajan dichas instalaciones de cara a un esperado aumento de la potencia instalada y un mayor nivel de penetración de este tipo de generación en las redes de distribución. Las regulaciones futuras actualmente en desarrollo buscarán controlar las instalaciones fotovoltaicas de forma que apoyen los requerimientos y necesidades instantáneas del sistema eléctrico. En el control y seguimiento de las instalaciones juegan un papel importante los sistemas de medida y comunicaciones que proporcionarán información en tiempo real al operador del sistema. El desarrollo de sistemas de almacenamiento y nuevos inversores avanzados que nos permitan inyectar la potencia a la red según las directrices del operador del sistema se convierten en puntos claves a afrontar en un futuro inmediato.

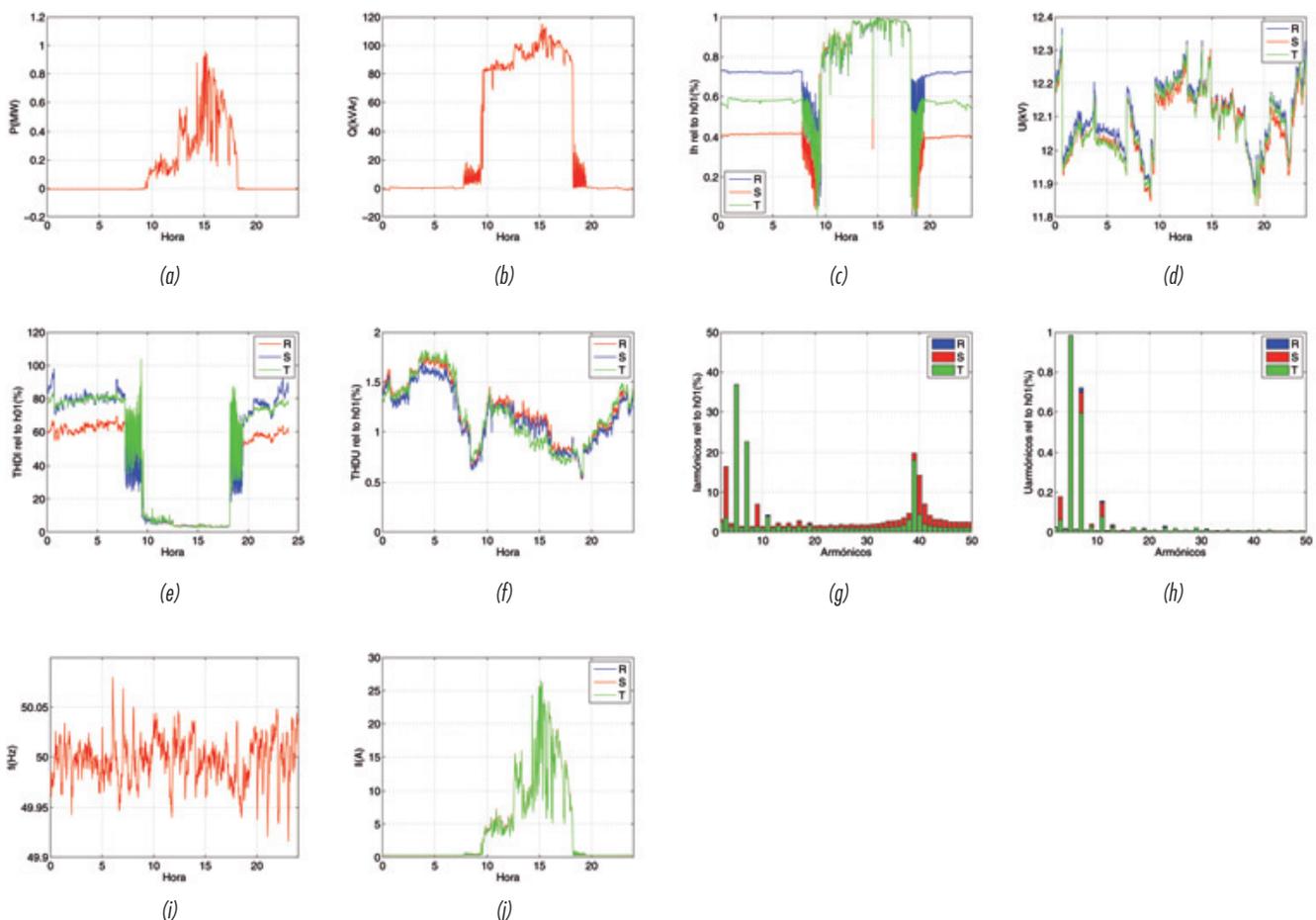


Fig. 13: Medidas realizadas en PCC durante 24 horas (03/03/2010): a) potencia activa, b) potencia reactiva, c) factor de potencia, d) tensiones, e) THDI, f) THDU, g) armónicos de corriente, h) armónicos de tensión, i) frecuencia, j) corrientes.

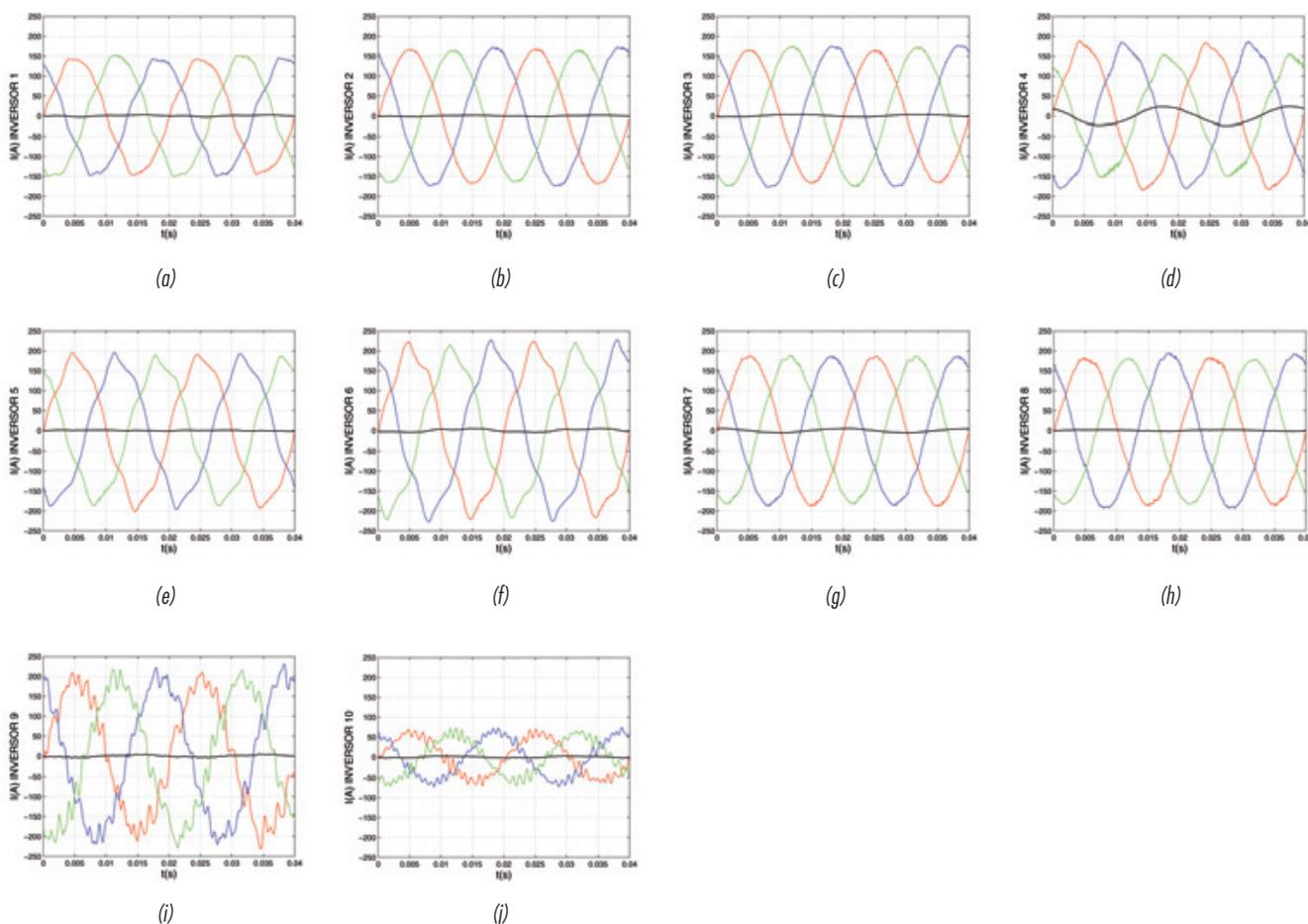


Fig. 14: Formas de onda de corrientes de fase y neutro de cada una de las diez agrupaciones de inversores (18/03/2010): a) grupo 1, b) grupo 2, c) grupo 3, d) grupo 4, e) grupo 5, f) grupo 6, g) grupo 7, h) grupo 8, i) grupo 9, j) grupo 10.

5. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido desarrollado gracias a la colaboración y financiación de ENDESA Distribución Eléctrica S.L.U. y la Junta de Extremadura dentro Plan Regional de Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación de Extremadura.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2014*. European Photovoltaic Industry Association publications, 2010. Disponible en World Wide Web: <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html> [enero, 2012].
- [2] Sidrach de Cardona M, Mora-López LI: "Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system". *Energy*. 1999, Vol 24, p. 93-102.
- [3] Mondol J, Yohanis Y, Smyth M, Norton B. "Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland". *Energy Conversion and Management*. 2006, Vol 47, p. 2925-2947.
- [4] Hun-So J, Seok-Jung Y, Jong-Yu G, Yeop-Choi J, Ho-Choi J. "Performance results and analysis of 3 kW grid-connected PV systems". *Renewable Energy*. 2007, Vol 32, p. 1858-1872.
- [5] Kymakis E, Kalykakis S, Papazoglou T. M. "Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete". *Energy Conversion and Management*. 2009, Vol 50, p. 433-438.
- [6] Eltawil M. A, Zhao Z. "Grid -connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems-A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010, Vol. 14, p.112-129.
- [7] Real Decreto 661/2007, Boletín Oficial del Estado. Disponible en World Wide Web: <<http://www.boe.es>>, no. 126, 22846-22886. *Regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*.
- [8] Srisaen N, Sangswang A. "Effects of PV grid-connected system location on a distribution system". *IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems*, (Singapore. 2006), p. 852-855.
- [9] Negrão Macêdo W, Zilles R. "Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities". *Energy for Sustainable Development*. 2009. Vol13, p. 202-211.
- [10] Canova A., Giaccone L, Spertino F, Tartaglia M. "Electrical impact of photovoltaic plant in distributed network". *IEEE Transactions on industry applications*. 2009, Vol. 45, no. 1, p. 341-347.
- [11] Real Decreto 1565/2010, Boletín Oficial del Estado. Disponible en World Wide Web: <<http://www.boe.es>>, no. 283, 97428-97446 de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [12] *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*, UNE EN 50160, 2001.
- [13] IEEE Std. 929-2000, *IEEE Recommended practice for utility Interface of photovoltaic (PV) systems sponsored by IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Photovoltaics*, Published by the IEEE, New York, 2000.