

ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA GENERADA EN PARQUES EÓLICOS

M. Sanz, J. Mur, F. Gómez, R. Zapata
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Zaragoza
Tel.: 34-976-761925 Fax: 34-976-762226
E-mail: llombart@posta.unizar.es
C/ María de Luna, 3. 50015. Zaragoza

Resumen : Este artículo presenta un sistema de medida desarrollado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza para el estudio del efecto de las ráfagas de viento y de la calidad de la energía generada en un parque eólico. En este tipo de estudios necesita la toma de medidas sincronizadas en la subestación del parque, en la torre meteorológica y en los aerogeneradores.

El sistema desarrollado se basa una tarjeta de adquisición de datos instalada en un ordenador portátil, que registra parámetros eléctricos y medidas de los sensores en la torre meteorológica, en un aerogenerador y en la subestación.

El sistema de medida ha sido utilizado en el estudio de la calidad de la energía generada en tres parques eólicos. En el artículo se presentan los análisis realizados.

Palabras clave : aerogeneradores, sistema de adquisición de datos, calidad de energía.

1. Introducción

El incremento de la potencia generada en los parques eólicos hace necesario estudiar la calidad de la energía que se inyecta a Red eléctrica. La energía generada en los parques eólicos puede presentar problemas en la red debido principalmente a tres factores:

- Introducción de fluctuaciones de tensión y armónicos en la red eléctrica debidas a oscilaciones naturales en la velocidad del viento, y a las provocadas por la presencia del mástil [1].
- Problemas de estabilidad de los propios aerogeneradores debidos a contingencias en la Red eléctrica (cortocircuitos, descargas atmosféricas, maniobras, etc.), así como los debidos a la gran variabilidad del viento [2].
- Problemas de predicción de potencia generada y, por tanto, de planificación [3].

Actualmente se está desarrollando el estándar IEC 61400-21 para definir las magnitudes necesarias para cuantificar la calidad de la energía producida por turbinas eólicas conectadas a la red eléctrica. También estimará la calidad esperada de un modelo de aerogenerador instalado en un emplazamiento, tal como un parque eólico [4].

Para estudiar estos factores, se ha desarrollado un sistema de medida portátil capaz de registrar parámetros típicos de los parques eólicos, como son la velocidad de viento, la velocidad de giro de los aerogeneradores, el paso de palas, además de registrar los parámetros eléctricos de la Red eléctrica. Se ha diseñado un armario de medida que incorpora un ordenador portátil, una tarjeta de adquisición de datos, y módulos para acondicionar las señales que proporcionan los transformadores de medida y los sensores del control del aerogenerador al rango de entrada de la tarjeta de adquisición [5].

Existen analizadores de red que permiten la sincronización con otros equipos como registradores, pero la capacidad de almacenamiento de ambos está limitada y la flexibilidad de estos equipos es insuficiente para el estudio que se ha realizado.

El artículo presenta el estudio realizado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza para Compañía Eólica Aragonesa S.A., en los parques eólicos de Borja y Remolinos.

2. Esquema de la instalación

El sistema de medida se ha instalado en los parques eólicos de Remolinos y Borja (provincia de Zaragoza), propiedad de CEASA, Compañía Eólica Aragonesa, S.A.

La instalación situada en Remolinos toma medidas de dos aerogeneradores, de la subestación y de la señal de velocidad de viento procedente de la estación meteorológica, según se muestra en la figura 1.

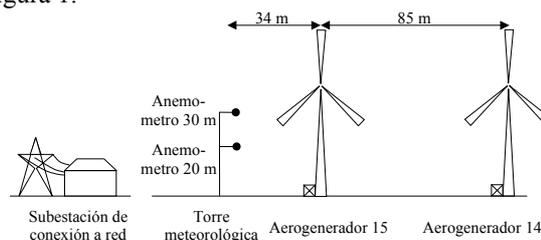


Fig. 1: Disposición de la torre meteorológica, la subestación y los aerogeneradores en Remolinos.

Las turbinas eólicas de Puntaza de Remolinos están conectadas a generadores asíncronos doblemente alimentados de 600 kW.

Las turbinas de Borja son de tipo generador asíncrono de 600 kW de rotor bobinado, con resistencias variables exteriores y banco de condensadores para compensar el factor de potencia. La instalación en Borja es similar a la de Remolinos, salvo que los transformadores que están instalados en los aerogeneradores no tienen devanado terciario.

Cuando el sistema se instala en los aerogeneradores, las señales procedentes de la parte superior y de la base de la torre entran en el sistema de adquisición de datos ubicado en la parte baja. El esquema básico de la instalación en un aerogenerador de Remolinos se puede observar en la figura 2.

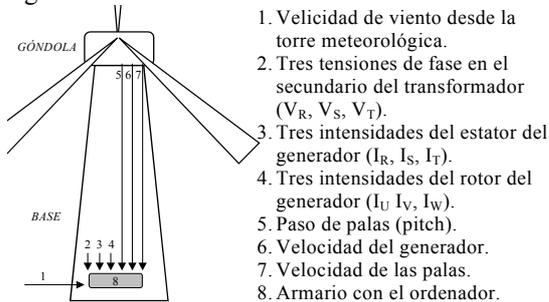


Fig. 2: Esquema del sistema de medida en los aerogeneradores en Remolinos.

En ambos parques existe un sistema de telemando por comunicación a través del protocolo RS-485. Durante el estudio, se han utilizado bucles de intensidad para transmitir la señal de la velocidad de viento desde la torre meteorológica hasta la subestación y aerogeneradores, lo que permite tener una medida continua e instantánea de la velocidad de viento.

3. Sistema de medida.

Para la realización del estudio se ha diseñado un sistema de medida portátil capaz de registrar parámetros típicos de los parques eólicos y de la Red eléctrica. Incorpora un ordenador portátil, una tarjeta de adquisición de datos y módulos de acondicionamiento de señal. El programa de control en tiempo real está implementado en LabVIEW.

Se han tomado medidas simultáneas en dos aerogeneradores, en la subestación y en la estación meteorológica, con objeto de correlacionar todas las variables.

El sistema informático está ubicado en una maleta metálica aislada eléctricamente y conectada a tierra. Su interior está recubierto por espuma conductora conectada a tierra a través de la carcasa, para evitar interferencias electromagnéticas [6]. Las señales del sistema y la alimentación de los módulos

de aislamiento llegan desde el exterior a la parte inferior de la maleta a través de los conectores C1 y C2 de 16 contactos y clase IP65, figura 3.

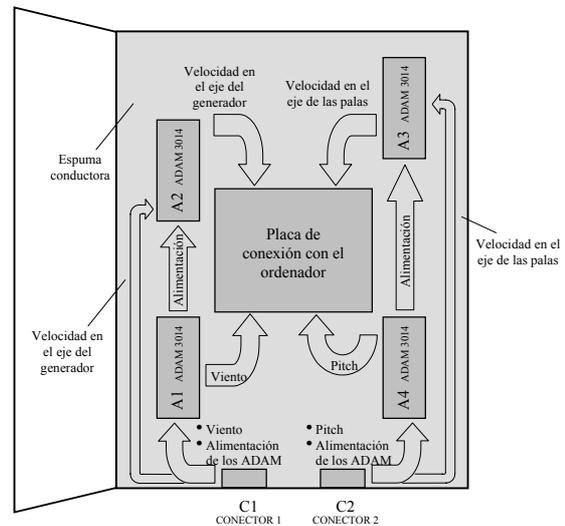


Fig. 3: Esquema de la maleta de adquisición de datos.

Para digitalizar y registrar las señales de los aerogeneradores se ha utilizado una tarjeta de adquisición de datos DAQCARD-700 de National Instruments instalada en ordenadores portátiles tipo Pentium 133 MHz, con Windows 95.

El sistema de adquisición de datos está controlado a través de un programa en tiempo real, implementado en el lenguaje de programación LabVIEW. En este programa se puede elegir el lugar de medida (aerogenerador o subestación de Borja y Remolinos), con lo que se ajusta a las características de cada emplazamiento.

Debido a la gran cantidad de información generada, los datos se recogen a través de una grabadora de CD-ROM portátil. En el análisis de los datos son utilizados programas específicos, elaborados en Visual C++, en LabVIEW y hojas de cálculo.

El sistema de captación de datos puede funcionar de dos modos:

- Osciloscopio digital. En este modo se guarda la forma de onda, muestreada hasta 8 kHz por canal, de todas las señales sin dejar ninguna separación entre muestra y muestra. Esto es útil para estudiar los transitorios y el efecto de las ráfagas, ya que los datos se guardan en CD-ROM y posteriormente se les puede aplicar cualquier tratamiento. Por ejemplo, se ha realizado un programa que calcula los parámetros eléctricos más importantes de cada ciclo de red. La limitación de este modo de análisis es que la autonomía del equipo es de aproximadamente una hora, debido a la gran cantidad de información que se genera.
- Analizador de redes. En este modo de análisis se almacenan los valores eficaces de tensión e

intensidad, potencia, desfase ϕ , armónicos, velocidad de viento, velocidad de las palas de la turbina y velocidad del generador. Los valores promediados durante cada segundo se almacenan en un fichero de texto. En este modo, el ordenador puede funcionar durante al menos un mes sin necesidad de descargar los datos.

3.1. Medida del paso de las palas (“pitch”)

El sensor de pitch, ángulo de ataque de las palas aerodinámicas frente al viento, permite conocer la posición del paso de las palas. La señal de este sensor se encuentran en la góndola y se transmite hasta la base de la torre, donde se encuentra el equipo de medida y registro. Para relacionar la tensión del sensor de pitch y el paso en grados se utiliza una tabla de conversión integrada en el programa informático.

3.2. Medida de la velocidad del rotor de las palas y del rotor del generador

La velocidad de giro del rotor de las palas (eje lento) y la del eje del generador (eje rápido), se realiza mediante dos sensores inductivos puestos a tal fin, e independientes de los utilizados por los controles del aerogenerador.

El sensor inductivo del eje del generador está situado en el freno y da tres pulsos por revolución. El sensor inductivo situado en el rotor de las palas da 24 pulsos por revolución.

3.3. Medida de la velocidad del viento

La velocidad del viento se mide a través de la anemoveleta situada a 30 m del suelo en Remolinos y a 40 m en Borja, en la torre meteorológica. Para medir la velocidad del viento se ha conectado en la entrada del registrador o “data logger” de la estación meteorológica dos módulos de aislamiento DC. La señal se lleva, en bucle de intensidad, hasta cada torre donde se encuentre situado el equipo de medida y a la subestación.

3.4. Medida de tensión e intensidad

La potencia total que cede el generador asíncrono doblemente alimentado es la suma de la potencia del estator y del rotor. Una dificultad que presenta la medida de la potencia generada en el modelo de aerogenerador estudiado en Puntaza de Remolinos es que el rotor y el estator están conectados a devanados distintos del transformador de potencia, figura 4. La medida en el primario del transformador, a 20 kV, no es factible debido a la complejidad de hacer medidas en alta tensión dentro del aerogenerador.

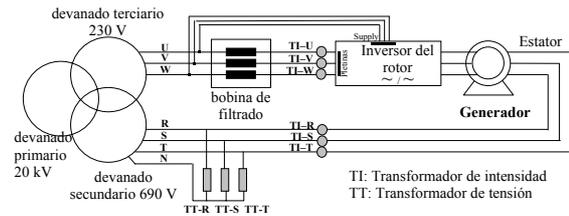


Fig. 4: Esquema eléctrico de la medida de la intensidad del rotor.

Para calcular la potencia del rotor es necesario conocer la tensión y la intensidad en el terciario del transformador situado en la torre. No obstante, la tensión en el devanado terciario presenta distorsiones importantes de alta frecuencia, inducidas por el convertidor de potencia. Para evitar medir esta tensión, se comprobó que se podía tomar la tensión en el terciario como la del secundario multiplicada por la relación de transformación.

En Borja, los transformadores de los aerogeneradores sólo tienen devanado primario y secundario, con lo que el esquema de medida se simplifica. En este caso se mide la intensidad que circula por el banco de condensadores de compensación de reactiva.

La toma de datos en la subestación se realiza a través de los transformadores que ya disponía el parque. Para no interrumpir el funcionamiento del parque, ha sido necesario utilizar pinzas amperimétricas de relación 5 A / 2 V para medir la intensidad y transformadores de tensión 110 V / 1,2 V adicionales para convertir las señales al rango de tensión admitido por la tarjeta de adquisición.

Los transformadores de medida se han calibrado en el Laboratorio de Metrología Eléctrica y los módulos de aislamiento galvánico se han verificado y ajustado.

4. Análisis

4.1. Funcionamiento del parque y relación entre variables.

Se ha realizado un estudio del funcionamiento de los aerogeneradores y subestación de ambos parques, representándose la evolución de variables como la velocidad de viento, velocidad del eje rápido, potencia generada y paso de palas. Todas las variables medidas en el aerogenerador han sido relacionadas entre sí para llegar a conocer el funcionamiento de las máquinas. Los parámetros eléctricos medidos en la subestación se han comparado con los obtenidos en los aerogeneradores para estudiar cómo afecta un aerogenerador a la totalidad del parque y a la línea de conexión a la Red.

En los aerogeneradores se han determinado las distintas zonas de trabajo, en función de la velocidad de giro del generador y la velocidad del viento. Se han obtenido curvas de potencia respecto a la velocidad de viento con datos promediados en periodos que varían desde un segundo hasta 10 minutos, comprobando de este modo las características dadas por el fabricante [7, 8]. La figura 5 muestra una de estas curvas de potencia de uno de los aerogeneradores instalados en Remolinos, en donde cada punto representa el valor medio de un minuto, medido durante 15 días.

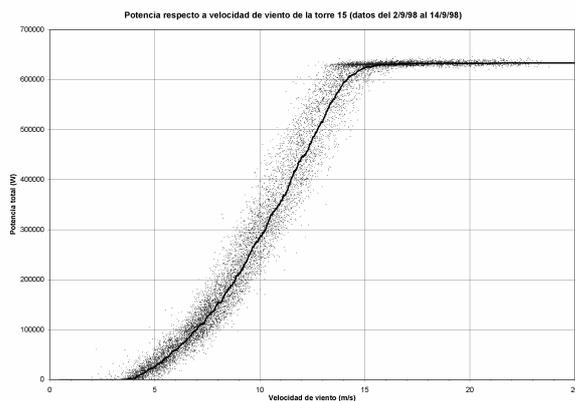


Fig. 5: Potencia generada frente a velocidad de viento (valores promediados cada minuto).

La figura 6 presenta la potencia estatística de un aerogenerador instalado en Pola, tomando como base los valores medios promediados cada segundo, medidos durante un día.

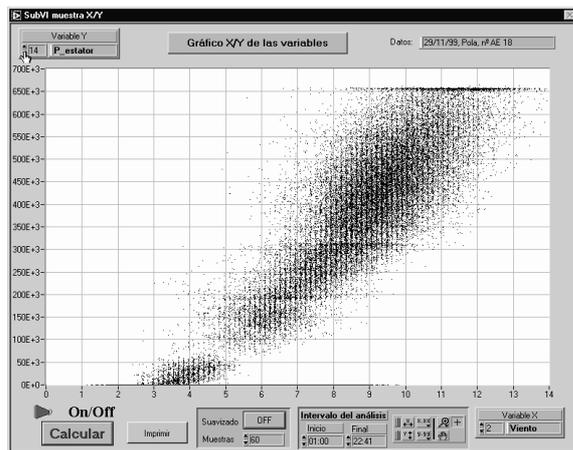


Fig. 6: Potencia estatística frente a velocidad de viento (valores promediados cada segundo).

4.2. Estudio de la tensión

De los datos analizados se ha concluido que la relación entre la tensión y otras variables del sistema como potencia generada y ráfagas de viento es muy débil. Las variaciones de tensión en AT no se pueden achacar a los parques, sino a maniobras en la Red y variaciones bruscas de carga.

En la figura 7 se observa la evolución diaria de la tensión en el parque de Borja. Presenta unos saltos muy bruscos varias veces al día debidas, probablemente, a maniobras en la S.E.T. a la que se halla conectada. Para poder obtener resultados más concretos sería necesario tener un conocimiento más exhaustivo de la Red eléctrica a la cual está conectado el parque.

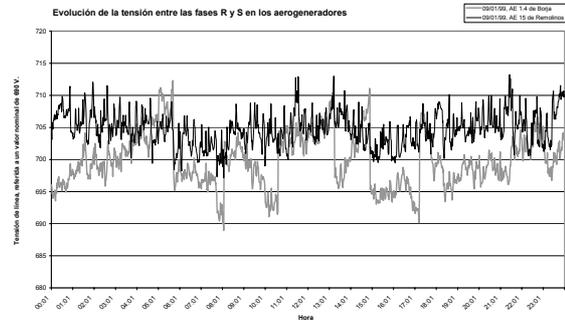


Fig. 7: Evolución diaria de las tensiones.

4.3. Estudio de la intensidad

Se ha estudiado la evolución y el comportamiento de la intensidad frente a otras variables del sistema. Se ha realizado también un estudio de los armónicos, tanto en el aerogenerador como en la subestación [9, 10]. En Los armónicos sólo son importantes durante las conexiones y desconexiones, que suelen producirse con velocidades de viento alrededor de 4 o 5 m/s. Se ha preferido utilizar el residuo armónico en vez del THD ya que durante la conexión y desconexión, el valor eficaz de la distorsión es comparable a la componente fundamental. La figura 8 representa el residuo frente al viento (las líneas delgadas representan los límites entre los cuales están contenidos el 62% de los puntos medidos).

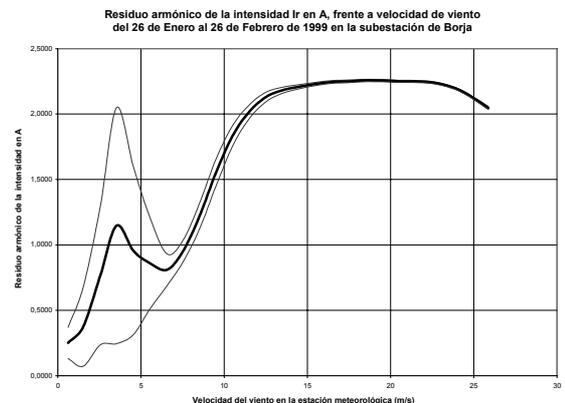


Fig. 8: Residuo armónico frente a velocidad de viento.

Las intensidades que se han medido están muy equilibradas (figura 9) y no pueden causar los desequilibrios de tensión entre fases que se detectaron en los parques eólicos durante ciertos periodos [11].

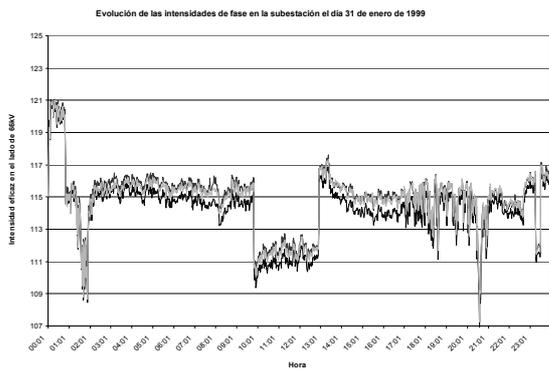


Fig. 9: Evolución de las intensidades en la subestación.

La distorsión durante el funcionamiento convencional del generador depende en gran medida de las distorsiones presentes en las tensiones de red. En la figura 10 se puede ver que la relación entre residuo armónico de la tensión e intensidad.

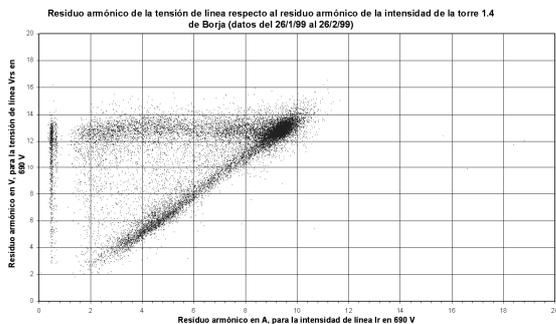


Fig. 10: Residuo armónico de la tensión frente al de intensidad.

4.4. Estudio del factor de potencia y potencia reactiva

Se ha analizado el comportamiento del factor de potencia y de la potencia reactiva en ambos parques. En Remolinos el sistema permite ajustar el factor de potencia, obteniéndose valores muy próximos a la unidad [12]. En Borja, el factor de potencia es muy elevado e incluso podría mejorarse ligeramente añadiendo un escalón más en el banco de condensadores de los aerogeneradores para los periodos de máxima producción.

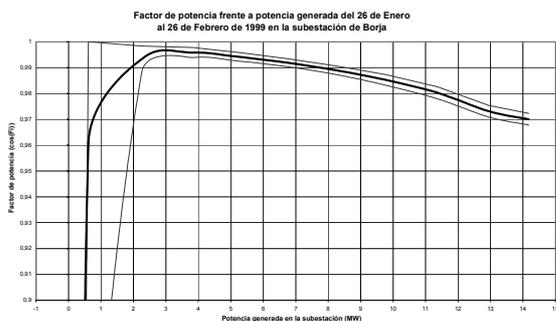


Fig.9: Factor de potencia frente a potencia activa.

4.5. Pruebas de arranques y paradas.

Se ha realizado un amplio estudio del comportamiento de los aerogeneradores durante las paradas y arranques. En la figura 10 se muestra la distorsión de las tensiones de fase debida a conexión de un escalón del banco de condensadores (la intensidad es la forma de onda de menor amplitud).

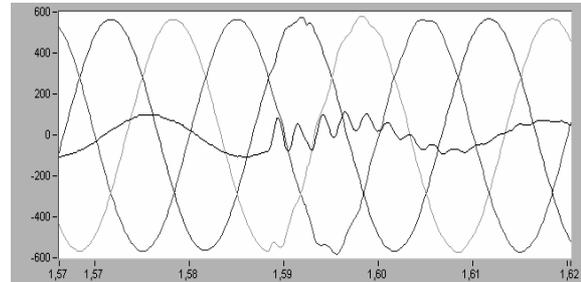


Fig. 10: Efecto de la intensidad de conexión de un banco de condensadores sobre las tres tensiones de fase.

Durante algunos instantes en la conexión y desconexión de los aerogeneradores hay una pequeña disminución de la tensión en bornes del generador debido a que la corriente es muy reactiva, como puede verse en la figura 11 (en la subestación este efecto es imperceptible).

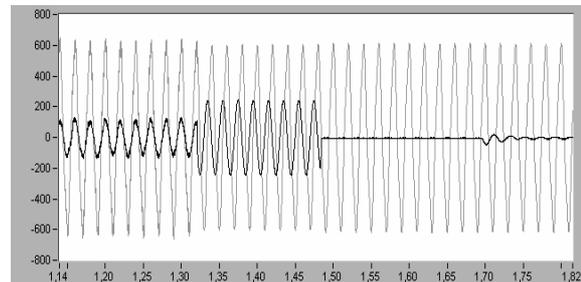


Fig. 11: Evolución de la tensión e intensidad de una fase en el secundario del transformador durante una desconexión.

El proceso total de cómo se va conectando el aerogenerador a través del puente de tiristores, cómo se cortocircuitan y a continuación entra el banco de condensadores se puede observar en la figura 12.

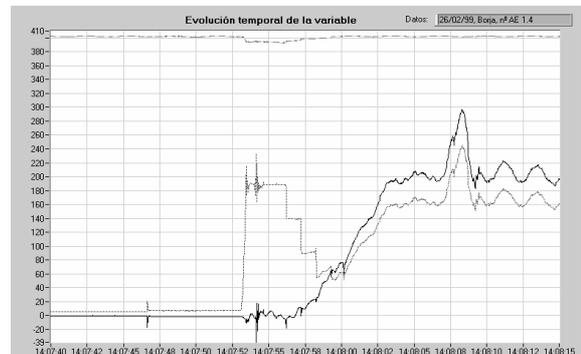


Fig. 12: Tensión, intensidad y potencia durante una conexión.

En la figura 12 se pueden observar fluctuaciones de potencia en la subestación de Remolinos correspondientes al paso de palas y frecuencia doble y triple. Sin embargo estas fluctuaciones (1122 W para 1,54 Hz, 500 W para 0,72 Hz y 1400 W para 0,51 Hz) son irrelevantes comparadas con la potencia nominal del parque eólico, 11,2 MW.

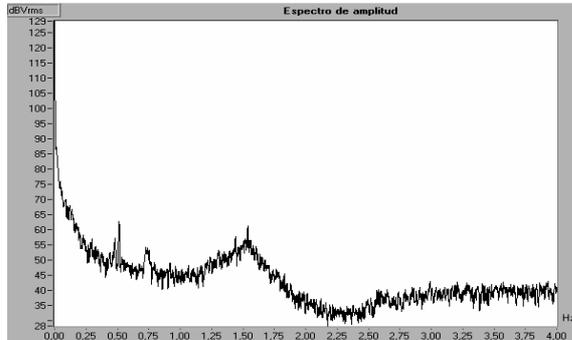


Fig. 12: Espectro de la potencia generada por el parque eólico de Remolinos con vientos de 8-10 m/s.

5. Conclusiones

El Departamento de Ingeniería Eléctrica ha desarrollado un sistema de adquisición de datos, de bajo costo, que satisface las necesidades del estudio de los parques eólicos. Basado en una tarjeta de adquisición instalada en un ordenador portátil, registra en tiempo real velocidades de viento y de giro del generador, posición de paso de palas, valores eficaces de tensiones e intensidades, desfases, potencias, armónicos, etc.

El sistema descrito se ha utilizado en el estudio de la calidad de la energía generada por los parques eólicos de Borja y Remolinos. Se han analizado los diferentes parámetros de funcionamiento de los aerogeneradores, las tensiones e intensidades, tanto en los aerogeneradores como en la subestación, el factor de potencia y la potencia reactiva. También se han realizado pruebas de arranque y paradas con los aerogeneradores para observar la evolución en estos transitorios.

El estudio ha permitido concluir que la energía generada por los parques eólicos de Borja y Remolinos cumple con la normativa vigente y que la calidad de la energía generada es muy satisfactoria y comparable a la generada en otros tipos de centrales eléctricas.

Agradecimientos

Los autores de este artículo desean agradecer a la Compañía Eólica Aragonesa y al Departamento de Educación y Cultura de la DGA su contribución en la realización de este artículo.

Referencias

- [1] Torbjörn Thiringer. Power Quality "Measurements Performed on a Low-Voltage Grid Equipped with Two Wind Turbines". *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Vol. 11, No. 3, pp. 601-606. 1996.
- [2] M. González, L. Rouco. "Modelos de aerogeneradores para estudios de estabilidad de Sistemas Eléctricos", *5as Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica*, Julio 1997.
- [3] T. S. Nielsen, A. Joensen, H. Madsen, L. Landberg, G. Giebel. "A New Reference for Wind Power Forecasting", *Wind Energy*, 1, 25-45 Septiembre 1998.
- [4] Wind Turbine Generator Systems (WTGS)–Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, *Draft version IEC61400-21*. September 1999.
- [5] A. Cuerva. "Some aspects on wind turbines monitoring. General considerations and loads on horizontal wind turbines". *Informes Técnicos Ciemat*. 1996.
- [6] J. Balcells, F. Daura, R. Esparza, R. Pallás. "Interferencias Electromagnéticas en Sistemas Electrónicos". Marcombo. 1991.
- [7] Compatibilidad Electromagnética (CEM)–Part 4: Técnicas de ensayo y de medida. Sección 7: Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de alimentación y a los aparatos conectados a éstas. UNE-EN 61000-4-7, 1996.
- [8] Wind turbine generator systems IEC 61400-12–Part 12: Wind turbine power performance testing. 1998
- [9] Standard Performance Testing of Wind Energy Conversion System. AWEA Standard: AWEA 1.1, 1988
- [10] Compatibilidad Electromagnética (CEM)–Part 4: Técnicas de ensayo y de medida. Sección 7: Guía general relativa a las medidas de armónicos e interarmónicos, así como a los aparatos de medida, aplicable a las redes de alimentación y a los aparatos conectados a éstas. UNE-EN 61000-4-7, 1996.
- [11] Heier, Siegfried. "Grid integration of wind energy conversion systems". *John Wiley & Sons Ltd*.
- [12] N. Visboll, A. L. Pinegin, T. Fischer, J. Bugge. "Analysis of Advantages of the Double Supply Machine With Variable Rotation Speed Application in Wind Energy Converters", *DEWI Magazin Nr. 11*, August 1997.