



APLICACIONES INDUSTRIALES

Calidad de la energía en redes eléctricas con penetración eólica.
Caso: Parque Eólico de Turiguanó

*Power quality in electrical networks with aeolian penetration.
Case: The Turiguanó wind farm*

Eduardo - Sierra Gil
Daisnel - Coello Igarza
Adonis - Pérez Lorenzo

Recibido: Julio del 2012
Aprobado: Diciembre del 2012

Resumen/ Abstract

En este trabajo se describe la problemática de la generación eólica con respecto a la calidad de la energía producida, ya que incorpora inversores que distorsionan la onda fundamental de tensión y corriente, como una de las características de la generación eólica que emplea turbinas de velocidad variable, junto con las exportaciones e importaciones de potencia reactiva y la consecuente disminución del factor de potencia; para este propósito se analiza un caso práctico, a partir de mediciones reales de potencias reactivas, factor de potencia y armónicos, realizadas en el Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó, además de otras mediciones acumuladas en los registros de la "Documentación de explotación del parque", exponiendo una metodología para determinar, con las mediciones realizadas, los valores de potencias reactivas, factores de potencia y armónicos para cada valor de grado de carga del parque eólico y operación de las turbinas.

Palabras clave: calidad de la energía, compensación de potencia reactiva, generación eólica

In this work the problem of the aeolian generation is described regarding to the quality of the produced energy because the inverters, that distort the fundamental wave of tension and current, has been incorporate like one of the characteristics of the aeolian generation that use turbines of variable speed, together with the exports and imports of reactive power and the consequent decrease of the power factor; for this purpose takes a practical example, with real measures of reactive powers, power factor and harmonics, carried out in the Demonstrative Wind Farm of Turiguanó and others accumulated measures from the records of the technical documentation of the wind farm, exposing a methodology to determine, with the realized measures, the values of reactive powers, power factor and harmonics for each value of load degree of the wind farm and operation of the turbines.

keywords: power quality, reactive power compensation, wind power

INTRODUCCIÓN

En el mundo el desarrollo de la generación eólica ha venido aumentando durante los últimos años a un ritmo superior al resto de las otras fuentes. Dentro del grupo de países que lideran el panorama mundial, al cerrar el año 2008, hay que destacar a Alemania con más de 20622 MW conectados a

la red eléctrica y con unas cifras de incremento anual superior a las 2600 MW/año. Asimismo, España y Dinamarca lideran, junto con Estados Unidos, el panorama mundial [1]. Latinoamérica y el Caribe son actualmente la región del mundo con menor crecimiento de la energía eólica y con la menor capacidad instalada. Cuba con una modesta capacidad instalada de 7.24 MW tiene en marcha un programa para el desarrollo acelerado de la energía eólica y avanza rápidamente en los estudios previos del viento para determinar sus potencialidades [2].

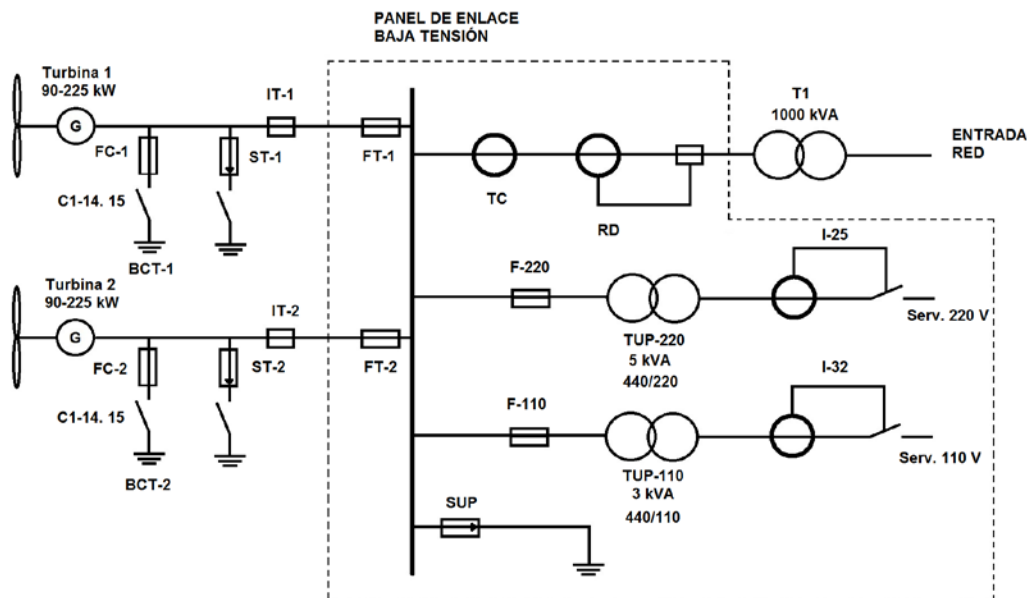
Un alto nivel de penetración eólica presupone deterioro en la calidad de la energía en las redes eléctricas en la interacción parque eólico-red eléctrica, por las características propias de la generación eólica.

El tipo de tecnología de los aerogeneradores empleados en los parques, es lo que determinará la calidad de la energía. Así, el empleo de aerogeneradores de velocidad variable, con inversores para acoplarse a la red, produce el mayor deterioro de la onda de tensión y corriente. Otros aspectos de la interacción son, la variación de la frecuencia, las variaciones y fluctuaciones de la tensión, los huecos de tensión, las asimetrías de tensión y corriente de las redes, etc.

El Parque Eólico Demostrativo de la norteña isla de Turiguanó en funcionamiento desde el 21 de Abril de 1999 en la provincia de Ciego de Ávila, tiene una potencia instalada de 450 kW, con dos aerogeneradores, de velocidad fija y paso de pala fijo, ECOTECNIA 28/225; en la figura 1, se muestra una imagen del parque y el monolineal del mismo. Este parque es capaz de entregar al Sistema Electroenergético Nacional (SEN) alrededor de 1000 MW-h anuales, sin embargo su producción se ve afectada muchas veces por problemas relacionados con la calidad de la energía durante la interacción parque eólico-red eléctrica, su carácter demostrativo permite utilizarlo como caso práctico de estudio en este trabajo.



Figura 1. a) Parque Eólico de Turiguanó,



b) Diagrama monolineal del Parque Eólico de Turiguanó

Resultados de las mediciones

Las mediciones que se realizaron para efectuar el análisis fueron tomadas con un analizador de redes cuyos datos se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Datos técnicos del analizador de redes (AR5) utilizado en las mediciones	
Pinzas amperimétricas	Rango de medida
CP- 2000 - 200	10 a 2000 A c.a (escala 2000 A) 1 a 200 A c.a (escala 200 A)
CPR - 1000	5 a 1000 A c.a
CPR - 500	2.5 a 500 A c.a
CP- 200(M1- U)	1 a 200 A c.a
CP- 100(M1- U)	0.5 a 100 A c.a
CP- 2000 - 200	25mA a 5 A c.a

El mismo puede medir en las tres fases o en cada una de ellas:

- Valor efectivo de la tensión (V).
- Valor efectivo de la corriente (A).
- Frecuencia (Hz).
- Potencia activa (kW).
- Potencia reactiva inductiva (kVAr).
- Potencia reactiva capacitiva (CkVAr).
- Potencia aparente (kVA).
- Factor de potencia.
- Energía activa (kW·h).
- Energía reactiva inductiva (kVAr·h).
- Energía reactiva capacitiva (CkVAr·h).
- Armónicos de tensión (V).
- Armónicos de corriente (A).

- Tasa de distorsión armónica en las tres fases.

Las mediciones se tomaron de la turbina 2 y se utilizaron además valores de otras mediciones acumuladas en los registros de la "Documentación de explotación del parque".

Como ejemplo se muestran a continuación algunas de las mediciones hechas en dos meses:

Mes de Abril (2009): En la tabla 2, aparece el promedio mensual de las mediciones de las potencias generadas: potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S) y el factor de potencia ($\cos\phi$), además de la velocidad media de viento (v_m):

Tabla 2. Resultados del promedio mensual de los valores medidos en el mes de abril (Fuente: PED de Turiguanó).				
P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)	$\cos\phi$	v_m(m/s)
20.53	113.764	115.60	0.18	6.96

Mes de Mayo (2009): En la tabla 3, aparecen las mediciones de las potencias medias mensuales consumidas: potencia activa (P), potencia reactiva (Q), potencia aparente (S) y el factor de potencia ($\cos\phi$) además de la velocidad media de viento (v_m):

Tabla 3. Resultados del promedio mensual de los valores medidos en el mes de mayo (Fuente: PED de Turiguanó).				
P(MW)	Q(MVAr)	S(MVA)	$\cos\phi$	v_m(m/s)
0.0315	0.0248	0.04009	0.79	5.92

Durante la operación del parque se pueden presentar las siguientes situaciones, (Se tomará convencionalmente a las potencias consumidas como (-) y a las entregadas como (+)):

Turbinas paradas por calma: En este caso no se está produciendo potencia activa, pero si se está consumiendo una potencia activa y una potencia reactiva por la demanda de los sistemas de control de las propias turbinas, el uso de planta de la caseta de control del parque, más la potencia de vacío del transformador de potencia del parque.

En esta situación dichas demandas son las siguientes:

Potencia activa: 3.27 kW

Potencia reactiva: 10.07 kVAr

Factor de potencia: 0.33

Las tensiones de fases y las corrientes de línea en estas condiciones se comportan como sigue:

Fase A: 7.59 kV, 0.43 A

Fase B: 7.71 kV, 0.49 A

Fase C: 7.65 kV, 0.47 A

La asimetría de la tensión del parque en vacío es del 1.5%.

Turbinas en arranque motorizado: Sucede cuando la velocidad del viento se mantiene estable durante un tiempo de más de 15 minutos, con una velocidad media de 4 m/s. Aquí el generador es accionado como motor por el control de la turbina, para impulsar al rotor eólico hasta 500 rpm y una vez entradas en sustentación, las palas llevan al rotor a la velocidad de conexión del primer generador (900 rpm). Esta es una operación que demanda de la red potencia activa y reactiva.

Para el arranque de la turbina se ha implementado un arrancador suave constituido por un puente de 6 tiristores conectados en contrafase. La operación de este puente de tiristores es lo que causa los armónicos durante el tiempo que dure el arranque.

Turbinas operando en conexión y desconexión: Esta situación se presenta cuando la velocidad del viento le ha permitido a la turbina arrancar, pero la misma está en un entorno que varía mucho, lo que hace que la turbina se conecte y se desconecte, solicitando mucho la operación del arrancador suave y demandando y entregando potencia activa alternativamente, consumiendo potencia reactiva y distorsionando la onda de corriente.

Turbinas operando a potencia parcial: En este caso las turbinas trabajan en las zonas centrales de sus curvas de potencias: entre los 20 y 200 kW. En esta operación las potencias variarán de acuerdo con las variaciones del viento incidente en cada una de las turbinas del parque. Aquí se entrega potencia activa y se consume potencia reactiva, también variable, y en algunos momentos, en función de sus grados de carga, las turbinas llegan a entregar potencia reactiva a la red.

En esta operación las turbinas cambian de motores a generadores a aproximadamente 6 m/s, a través de los arrancadores suaves y sus contactores. Esta situación es "la más compleja" para la calidad de la energía entregada, ya que puede durar varias horas y las conexiones-desconexiones son numerosas aumentando el tiempo de operación de los puentes de tiristores [3]. Aquí aparecen más flickers, se generan más armónicos, la potencia reactiva varía mucho y provoca variaciones de tensión que pueden ser importantes.

Turbinas operando en el entorno de la potencia nominal: Es un trabajo más estable de las turbinas, generalmente a altas velocidades de viento, por encima de los 12 m/s, la potencia entregada no sufre grandes variaciones, pero se consume potencia reactiva de la red, ya que con esos grados de carga los bancos de capacitores de las turbinas no son suficientes para cubrir totalmente la demanda de los generadores y por eso la otra parte la toma de la red. La tabla 4, resume lo expuesto anteriormente.

Situaciones	Pot. Activa	Pot. Reactiva	Arrancador Suave
Turbinas paradas por calma	P -	Q -	No
Turbinas en arranque motorizado	P -	Q -	Si
Turbinas operando en conexión y desconexión	P - P +	Q + Q -	Si
Turbinas operando a potencia parcial	P +	Q -	No
Turbinas operando en el entorno de la potencia nominal	P +	Q -	No

Comportamiento de la tensión

Tomando los datos de referencias que aparecen en la tabla 5, se analizará el comportamiento de la tensión para dos grados de carga de la turbina.

Grado de carga mayor				Grado de carga menor			
Fp	P(kW)	Q(kVAr)	V(kV)	Fp	P(kW)	Q(kVAr)	V(kV)
0.9	105.63	37.5	7.57	0.13	4.35	60.29	7.42
0.89	108.78	47.43	7.59	0.08	6.15	19.21	7.56
0.9	127.63	54.86	7.57	0.22	2.45	10.38	7.56
0.89	101.36	40.95	7.58	0.24	2.58	81.99	7.56
0.88	70.926	30.07	7.62	0.07	10.88	62.62	7.51
0.89	105.96	41.38	7.61	0.07	7.31	59.99	7.49
0.9	106.11	55.05	7.63	0.09	2.51	13.02	7.51
0.89	72.53	22.78	7.63	0.23	3.52	9.91	7.49
0.84	28.09	22.61	7.58	0.23	8.68	43	7.48
0.84	86.78	48.08	7.55	0.22	2.33	11.33	7.52

Grado de carga mayor:

$P_m = 91.38 \text{ kW}$
 $Q_m = 39.57 \text{ kVAr}$
 $f.p. = 0.89$
 $U_m = 7.59 \text{ kV}$

Grado de carga menor:

$P_m = 5,08 \text{ kW}$
 $Q_m = 37.17 \text{ kVAr}$
 $f.p. = 0.16$
 $U_m = 7.5 \text{ kV}$

Para diferentes grados de carga del parque y teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente, se observa que no es significativo el valor de la diferencia de tensión en las situaciones escogidas que van de un extremo a otro. Aunque no aparezcan datos con grados de carga mayores, los resultados son iguales, confirmados por los registros de explotación del parque. En la tabla 6, se puede apreciar que la tensión de asimetría es menor que el valor establecido por la norma IEC [4], por lo que esto no ocasiona un problema para la operación de las turbinas. Estos valores bajos aparecen en las tres fases y se puede observar la baja asimetría de las corrientes de fase. Estas mediciones que se muestran a continuación fueron realizadas en dos días diferentes (20 y 21 de abril el 2009) en horarios diferentes (09:30 y 15:10).

Tabla 6. Resultados en por ciento de los valores de asimetría de cada fase, (Fuente: PED de Turiguanó).								
Día	Asimetrías de tensiones de fases			Asimetrías de corrientes de fases			V_m (m/s)	Hora
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C		
20	0.79%	1.42%	1.04%	50.71%	67.59%	50.87%	10	15:10
21	2.75%	2.45%	2.47%	85.23%	85.16%	84.38%	4.1	09:30

Con estas mediciones y análisis se concluye que las asimetrías de las tensiones están en conformidad con las normativas vigentes.

Comportamiento de la potencia reactiva

A partir de los datos de las mediciones tomadas en el mes de abril, durante una semana y con el banco de capacitores conectados, en la figura 2, se muestra la gráfica de comportamiento de la potencia activa con respecto a la potencia reactiva.

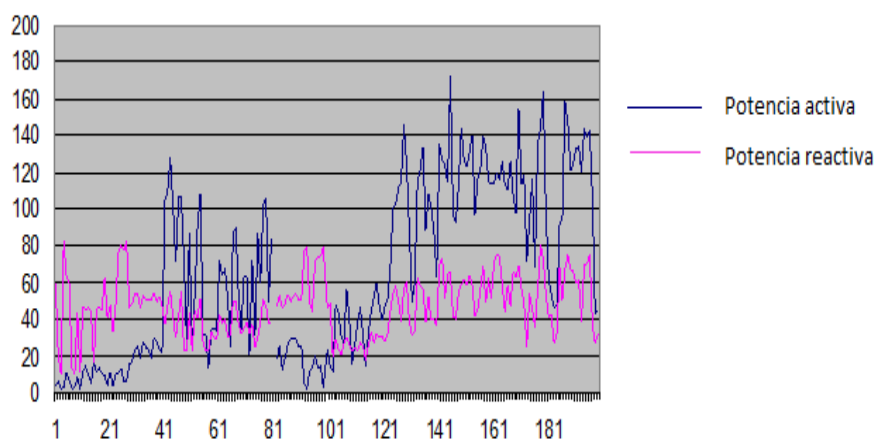


Fig. 2. Gráfica de comportamiento de las potencias activa y reactiva, Turbina 2.
(Fuente: PED de Turiguanó).

Esta gráfica muestra los valores que toma la potencia reactiva importada por el parque para diferentes valores de potencia activa entregada, (Diferentes grados de carga). Cuando la potencia activa es baja, debido a una baja velocidad del viento, aparece un mayor consumo de potencia reactiva [5]. Se aprecia que aunque la potencia activa sea mayor o tenga grandes variaciones, la potencia reactiva varía de igual forma, pero contraria, dentro de un rango determinado entre los 80 y 10 kVAR.

Comportamiento del factor de potencia

El valor del factor de potencia varía más sensiblemente respecto a la potencia activa entregada por el parque. Como se ve en la figura 3, con altos valores de potencia activa, el factor de potencia es superior (mejora), hasta establecerse a un valor de 0.9. Con grados de carga mayores el factor de potencia de la turbina se mantiene en este rango de 0.9.

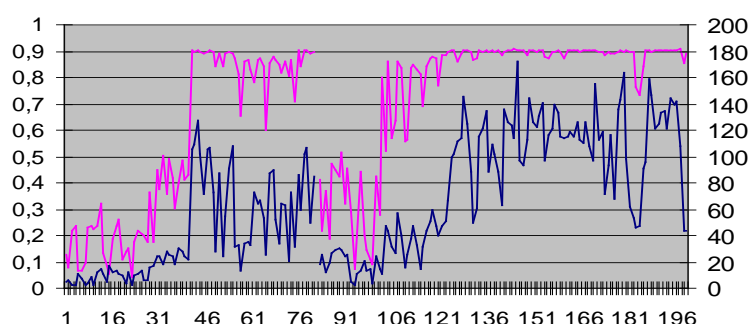


Fig. 3. Comportamiento del factor de potencia respecto a la potencia activa generada por la turbina, (Fuente: PED de Turiguanó).

Para valores de potencia activa entre los 60 y 160 kW, el factor de potencia está entre 0.3 y 0.8. Por otra parte se observa que a potencias bajas, en el rango de 20 a 120 kW se tiene un factor de potencia bajo, en rango de 0.1 a 0.6, con esto se demuestra claramente que se necesita una compensación adicional para este rango de potencia entregada. Para llegar a recibir bonificación por factor de potencia en el entorno de 0.96, es obligatoria la compensación de la potencia reactiva.

Como la turbina está la mayor parte del mes a un valor medio de su potencia nominal del 10% (esto corresponde al Factor de Capacidad medio mensual del 10%), el factor de potencia medio mensual está en el orden de 0.5 a 0.7, muy bajo, donde se penalizaría.

Comportamiento del flicker

En este caso práctico no se tomaron mediciones de flickers, pero por el comportamiento observado en la operación de las turbinas se puede inferir que los mismos se manifiestan en los siguientes momentos [6-7]:

Operación con vientos turbulentos, generalmente en los meses de junio a agosto, por los contrastes térmicos de las masas de aire que enfrentan los rotores de las turbinas.

Operación en conexión y desconexión de las turbinas cuando operan con vientos en el entorno de su velocidad de arranque: momento de trabajo del puente de tiristores.

Esto se manifiesta más, a pesar de la poca potencia eólica instalada en el parque, debido al enlace débil de la red radial del circuito de Turiguanó con el SEN. Para la observación del fenómeno del flicker en el parque, se instaló una lámpara incandescente en el transformador de uso de planta, por lo que se ofrece respecto al análisis de los flicker una valoración cualitativa de los mismos, pero que satisface, en cierta medida, conocer su comportamiento.

Comportamiento de la distorsión de onda, (armónicos)

En la turbina eólica el elemento que provoca distorsión de la onda de corriente es el arrancador suave, formado por un puente de tiristores, que no en todas las operaciones de la turbina está en funcionamiento, como lo resume la tabla 4, mostrando los momentos de intervención del arrancador. De las mediciones realizadas con el analizador de redes en los bornes de salida de la turbina, se tomaron para este análisis solamente los datos aportados en los momentos de conexión y desconexión de la turbina operando en el entorno de las velocidades del viento que hacen cambiar, a través del control, de un generador a otro, por ser la condición de mayor operación del arrancador suave. De un registro máximo del valor de la corriente en el cambio del generador de mayor capacidad al de menor capacidad, el espectro de armónicos representado en la figura 4, muestra la tasa individual de distorsión para el 5 y 7 armónico.

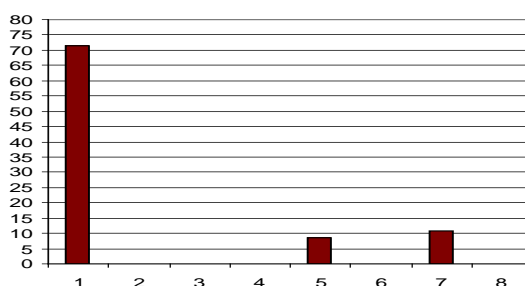


Fig. 4. Espectro de armónicos medidos, (Fuente: PED de Turiguanó).

El valor eficaz de la componente fundamental de corriente es de **71.55 A** y los valores eficaces de los componentes armónicos medidos son:

Para el 5^{to} armónico: 6.22 A

$$\text{IHD (\%)} = (6.22 \text{ A} / 71.55 \text{ A}) * 100 = 8.7\%$$

Para el 7^{to} armónico: 7.81 A

$$\text{IHD (\%)} = (7.81 \text{ A} / 71.55 \text{ A}) * 100 = 10.9\%$$

Como no existen términos de **bn**, el desarrollo de la serie de Fourier de la onda de corriente solo contiene ondas cosenoidales. El valor eficaz de cada una de las componentes se obtiene multiplicando por el valor de la corriente fundamental máxima, que se tomó para ese momento de trabajo de la turbina, su tasa IHD correspondiente, indicada en el espectro armónico de la figura 3. Así se tiene que:

$$i(t) = 71.55 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(100 \cdot \pi \cdot t) + 8.7 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(300 \cdot \pi \cdot t) + 10.9 \cdot \sqrt{2} \cdot \cos(500 \cdot \pi \cdot t)$$

Con esto queda la expresión del desarrollo de la serie para la corriente que se inyecta a la red

Por lo que el valor eficaz de esta corriente inyectada a la red es de:

$$I = \sqrt{(71.55^2 + 8.7^2 + 10.9^2)} = 72.89 \text{ A}$$

El residuo armónico es de:

$$\text{RAI} = \sqrt{(8.7^2 + 10.9^2)} = 13.95 \text{ A}$$

Y la tasa total de distorsión es:

$$\text{THD} = (13.95 \text{ A} / 72.89 \text{ A}) * 100 = 19\%$$

Este valor es bajo, por lo que se puede despreciar para hacer análisis de pérdidas. Con respecto a lo que se norma para los condensadores con una tasa 83%, la turbina no corre riesgo de que se les averíen las unidades de compensación de reactivo. Desde un punto de vista técnico para esta

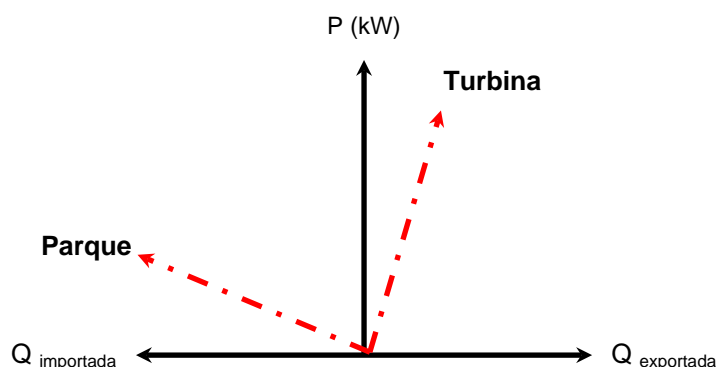
turbina o para este parque eólico de dos turbinas de velocidad fija y la potencia instalada que posee, no se requiere supresión de armónicos, pues su afectación a la red es despreciable y en caso de diseñar el filtro se debe conectar durante la operación del arrancador suave en el caso más crítico de trabajo en cambios de generadores, que sucede con velocidades de viento en el emplazamiento en el entorno de los 6.5 m/s.

Desde el punto de vista de la compatibilidad electromagnética, las turbinas poseen unos filtros de supresión entre las barras de salida de la turbina y el transformador de alimentación del control.

Otro análisis que se derivaría de estas mediciones y cálculos, es la posible entrada en resonancia entre los condensadores y la inductancia del devanado del generador pequeño, pero esto se sale del objeto de este trabajo.

Caracterización del parque eólico

El parque se puede caracterizar desde el punto de vista de la importación y exportación de potencia reactiva y según las mediciones y análisis anteriores se puede tener la característica en "V" de la turbina (que será igual a la del parque con las turbinas en funcionamiento, en forma cualitativa) mostrada en la figura 5.



**Fig.5. Característica en V del Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó,
(Fuente: PED de Turiguanó).**

Se observa que para altas cargas de potencia activa de la turbina se importa más potencia reactiva de la red. Como se vio anteriormente, en diferentes situaciones de operación del parque, la potencia reactiva siempre es importada. Por tanto se puede plantear, según la característica en V, que el parque es importador de potencia reactiva para cualquier grado de carga. La red ve al parque como una carga inductiva y con bajo factor de potencia como se observó en la figura 1.

CONCLUSIONES

Las principales afectaciones que provoca el parque a la red son:

1. Gran importación de potencia reactiva de la red.
2. Baja emisión o baja tasa total de distorsión de la onda de corriente de la red.
3. Por la poca potencia instalada y reducido número de turbinas eólicas del parque, no se puede apreciar valores altos de flicker.

Las principales afectaciones que provoca la red al parque son:

1. Fallas de alimentación: cortes de red frecuentes.
2. Huecos de tensión.
3. Asimetrías de tensión.

Por las características del parque eólico de Turiguanó el mismo no afecta de forma apreciable la calidad de la energía de la red del SEN, solo la demanda de potencia reactiva, no afectando los valores de la tensión de red, sin embargo, el comportamiento de la red si afecta sensiblemente al funcionamiento y generación del parque.

REFERENCIAS

- [1] Departamento de estudios de Red eléctrica de España, “La energía eólica como sistema de producción en las redes eléctricas”. [en línea]. Madrid, España: Rueda SL. [Consulta: 19 de abril del 2009], disponible en: <http://www.editorialrueda.es>.
- [2] Moreno, C.; *et al.*, “Diez Preguntas y Respuestas sobre Energía Eólica”. 1ra Edición, Ciudad de la Habana: CUBAENERGÍA, 2007, ISBN: 978-959-71113-34-8.
- [3] Hammell, D., “Electrónica de Potencia para la eólica”. ReFocus. 2004, vol.6, n.2, p. 5 – 9, ISSN: 1755-0084.
- [4] CEI. Compatibilidad Electromagnética (CEM). IEC 61000-2. Ginebra: CEI, 2005.
- [5] Arnaltes, S.; Rodríguez, J. R.; Ríos, A., “Estudio de la compensación de reactivo y control de tensión de un parque eólico: Compensación de reactivo”. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics. 2004, vol. 9, n.3, p. 13 – 33, ISSN: 0167-6105.
- [6] Acuña, M.; Jacomes, A., “Análisis para la interconexión de una planta eólica a un sistema de distribución”. En: presentado en el III congreso CIER de la Energía – CONCIER 2007. Abastecimiento energético regional – retos y perspectivas. Medellín, Colombia, 2007.
- [7] Santos, A.; Martínez, A.; Castro, M., “Penetración eólica con diferentes tecnologías de aerogeneradores en presencia de una red débil”. Ingeniería Energética. 2012, vol. 33, n.2. p. 144-156, ISSN: 1815-5901.

AUTORES

Eduardo Sierra Gil

Ingeniero Electricista, Máster en Ingeniería Eléctrica, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Titular, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Camagüey “Ignacio Agramonte y Loynaz”, Camagüey, Cuba.

e-mail: eduardo.sierra@reduc.edu.cu

Daisnel Coello Igarza

Ingeniero Electricista, Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó, Isla Turiguanó, Ciego de Ávila, Cuba.

e-mail: ciegonorte@enet.cu

Adonis Pérez Lorenzo

Ingeniero Electricista, Parque Eólico Demostrativo de Turiguanó, Isla Turiguanó, Ciego de Ávila, Cuba.

e-mail: ciegonorte@enet.cu