

Universidad Nacional de La Plata.

Desarrollo Tecnológico Regional. "ENERGÍAS ALTERNATIVAS PARA UN DESARROLLO SUSTENTABLE".

COMPENSACIÓN ACTIVA DE PERTURBACIONES EN LA TENSIÓN EN REDES DÉBILES CON GENERACION EÓLICA

Farias M. F.; Battaiotto P. E; Cendoya M. G.

marcelo.farias@yahoo.com; pedro@ing.unlp.edu.ar ; cendoya@ing.unlp.edu.ar

Palabras Clave: generación eólica, flicker, STATCOM.

1. INTRODUCCIÓN [1,10,12]

La generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico, difiere en muchos aspectos de la generación convencional. Entre ellos, la disponibilidad del recurso eólico condiciona la ubicación geográfica de la central a zonas alejadas de las líneas de transporte de AT.

La solución inmediata consiste en conectar dichas centrales (parques eólicos) en sistemas de distribución, o mediante líneas aéreas en MT, cuya potencia de cortocircuito suele ser no mucho mayor que la potencia generada por dicha central. En este marco, la capacidad de regulación de tensión, es un factor condicionante para la operación satisfactoria de dicha central.

Perturbaciones de origen eólico [2]

La energía del viento como participe de la generación de energía, influye sobre la estabilidad y la calidad de energía en los sistemas eléctricos.

Al efecto de establecer un modelo del comportamiento de la turbina frente a variaciones en el viento, podemos considerar:

- Variaciones determinísticas.
- Variaciones estocásticas.

Las primeras son debidas a la asimetría en el frente de viento “visto” por la turbina, debida a la presencia de la torre (“*tower shadow effect*”) y al efecto de capa limite de la atmósfera, mientras que las segundas son variaciones aleatorias, conocidas como “turbulencia”.

Dichas variaciones provocan fluctuaciones de la potencia inyectada en la red.

Generadores de inducción y fluctuaciones de tensión [3]

La mayoría de las turbinas eólicas utilizan para la conversión de energía alguno de los siguientes generadores de inducción:

- Rotor en jaula.
- Rotor bobinado.

En el caso de generadores con rotores en jaula, es necesario proveer de energía reactiva mediante la red de potencia y/o mediante compensación local (usualmente banco de capacitores).

Conforme varíen cupla y velocidad, así lo harán las potencias activa y reactiva inyectadas en la red, provocando variaciones en la tensión; estas perturbaciones de tensión se propagan por el sistema de potencia, y en particular para el caso de redes “débiles” donde el impacto es aún mayor.

Compensadores [7,9]

La fluctuación de tensión puede dar lugar a un fenómeno denominado “flicker”. Una posible solución consiste en “repotenciar” las redes, de modo de aumentar la potencia de cortocircuito, disminuyendo las posibles variaciones de tensión.

En los últimos años, el desarrollo tecnológico de electrónica de altas potencias, ha dado lugar a dispositivos electrónicos de aplicación en sistemas de energía eléctrica, con gran

velocidad de respuesta. Estos dispositivos permiten una gran flexibilidad en el control del flujo de potencia tanto en sistemas de transmisión (dispositivos FACTS, *Flexible AC Transmission System*), como así en sistemas de distribución de energía (dispositivos CUPS, *CUstom Power System*).

Objetivos

El presente trabajo se propone como introducción en la problemática que involucra la integración de fuentes alternativas de energía a sistemas eléctricos. En particular se pretende estudiar las perturbaciones que provocan los parques eólicos sobre la tensión.

En base a un **caso concreto** se realizarán simulaciones de las perturbaciones de origen eólico, mediante la implementación de modelos adecuados.

Asimismo se realizará una propuesta para mitigar los efectos negativos sobre la calidad de tensión mediante la utilización de compensación “shunt”.

2. DESARROLLO DEL TRABAJO

2.1 Descripción del sistema

En la figura 1 se ilustra el esquema utilizado para la determinación de perturbaciones debidas a la operación de la central eólica.

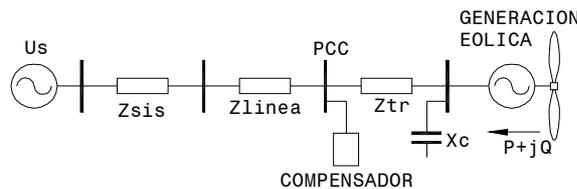


Figura 1. Sistema propuesto para el estudio

La central de generación eólica consiste de 10 unidades generadoras de eje horizontal, con las siguientes características (tabla I).

| | |
|--------------------|-----------------------------|
| Diámetro [m] | 20.00 |
| N_{PALAS} | 3 |
| Veloc.viento [m/s] | 12.0 |
| Generador | Inducción rotor en jaula |
| U_N [v] | 400 |
| P_N [kw] | 150 |
| F_N [Hz] | 50 |

Tabla I. Características de la turbina.

Cada turbina posee una compensación de reactivo mediante un banco de capacitores de 50KVAR. Esta potencia representa aproximadamente el 60% de la potencia reactiva demandada por el generador a potencia nominal.

El sistema de potencia tiene sobre la barra PCC una potencia de cortocircuito $S_{cc} = 20MVA$.

La relación entre la potencia de cortocircuito y la potencia de generación se determina mediante la siguiente ecuación.

$$r = \frac{S_{cc}}{P_{NT}} \quad (1)$$

En nuestro caso tenemos $r=12.5$.

Para implementar el modelo equivalente del parque se considera una turbina eólica equivalente cuya potencia es la suma aritmética de las potencias individuales de cada turbina, según la ecuación 2.

$$P_T = \sum_{i=1..10} P_i \quad (2)$$

2.2 Modelado de la turbina y de las perturbaciones asociadas [2,4]

La energía que puede extraerse de una turbina eólica, puede determinarse de la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \cdot C_p \quad (3)$$

Donde ρ es la densidad del aire, R el radio de la superficie cubierta por las palas, v la velocidad del viento, y C_p es un coeficiente de potencia.

La ecuación de ajuste utilizada C_p es [5].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5176 \cdot \left(\frac{116}{\mu_2} - 0.4 \cdot \beta - 5 \right) \cdot e^{-\frac{21}{\mu_2}} + 0.0068 \cdot \lambda$$

$$\mu_2 = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.8 \cdot \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (4)$$

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v}$$

Esta ecuación tiene un máximo para $b=0$ de $C_p^{max}=0.48$, en $\lambda=8.1$. En estas condiciones la turbina extrae la mayor proporción de energía del viento.

La ecuación anterior es válida si exponemos a la turbina a un flujo constante sobre toda la superficie barrida. No obstante la torre de soporte produce una distorsión del perfil de viento, la cual puede modelarse mediante una modulación senoidal de frecuencia $3 \times N_{rotor}$.

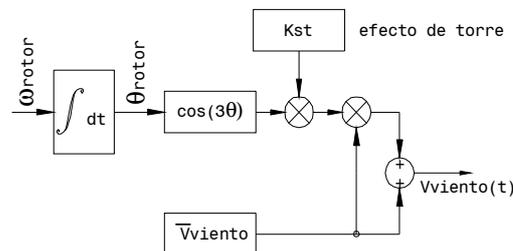


Figura 2. Modelo del efecto de torre sobre la velocidad media [2]

Para nuestro análisis, hemos considerado una situación de velocidad de viento de 12m/s, y una variación debida al efecto de torre del 20%.

El efecto de la capa limite puede despreciarse frente a las producidas por el efecto de sombra de la torre [2].

Además de estas variaciones, también están presente variaciones aleatorias, las cuales podemos se representarán como modulaciones de la magnitud del viento. En la figura 3 se ilustra el diagrama en bloque implementado para simular dichas variaciones.

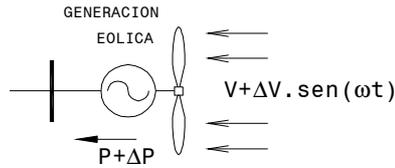


Figura 3. Modelo de modulación de la velocidad del viento a frecuencia ω

Es necesario destacar que, si bien la integración aritmética de las perturbaciones ocurre únicamente cuando las turbinas funcionan en sincronismo y en fase, dicha situación es el caso que tiene mayor impacto sobre la red.

2.3 Modelado del generador [6]

Para el generador, se considero un modelo disponible de las librerías *SimPowerSystems* correspondientes al programa *Matlab/Simulink*[®]. El mismo consiste en un modelo eléctrico y un modelo mecánico; el primero está representado mediante un modelo de cuarto orden en el espacio de estados, mientras que la parte mecánica está representada por un modelo de segundo orden.

2.3 Compensación dinámica [7-9]

La compensación dinámica de las variaciones de tensión se realiza mediante la inyección de energía reactiva en el PCC, a través de un compensador “shunt”. En este caso, se emplea un STATCOM (“static synchronous compensator”), el cual tiene la particularidad de una rápida respuesta en comparación con la frecuencia de línea.

En la figura 4 se muestra el esquema básico de este compensador.

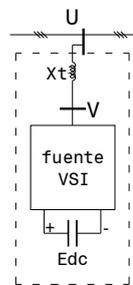


Figura 4. Diagrama en bloques del STATCOM

El principio básico de funcionamiento consiste en la generación de tensiones trifásicas, mediante un convertidor electrónico (inversor), operando como fuente de tensión (VSI, Voltaje Source Inverter), el cual intercambia energía con el sistema a través del control de corriente sobre un reactor (transformador). Dicho control consiste en la modificación del módulo y fase de la tensión V respecto de U .

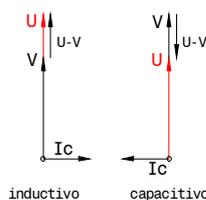


Figura 5. Diagrama fasorial del STATCOM

En la figura 5 vemos el funcionamiento del STATCOM como generador de reactivo.

Ya que la característica funcional del STATCOM es el control de la corriente que inyecta, podemos representar la etapa de potencia mediante tres fuentes de corriente, controladas e independientes, según se ilustra en la figura 6-a.

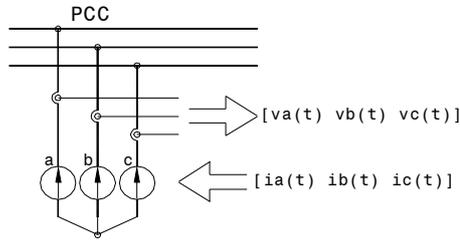


Figura 6-a. Modelo de la etapa de potencia del compensador

Las corrientes de fase se determinan mediante el sist. de control ilustrado en la figura 6-b.

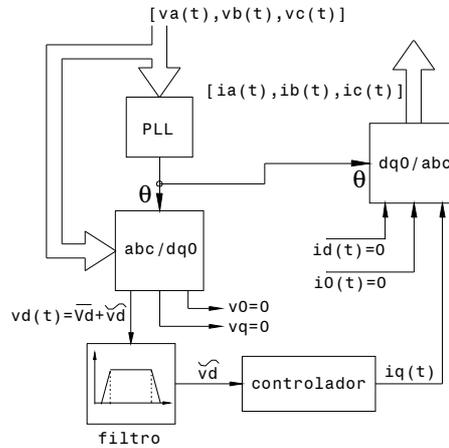


Figura 6-b. Lógica de control del compensador

El control se basa en la transformación de Park de las variables de fase (tensiones y corrientes).

$$\begin{pmatrix} f_d \\ f_q \\ f_o \end{pmatrix} = T \cdot \begin{pmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{pmatrix} \quad (5)$$

$$T = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2 \cdot \pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Ya que estamos considerando un sistema balanceado, las componentes "homopolares" son nulas.

Mediante dicha transformación, si alineamos al vector espacial de las tensiones de fase con el "eje d" del marco de referencia rotante, tendremos:

$$v_q(t) = 0 \quad (7)$$

Tal alineación se logra mediante un sistema PLL (“*phase loop lock*”), el cual genera un ángulo de referencia $\theta:(0...2\pi)$, sincronizado con el cruce por cero de la tensión fundamental de secuencia positiva correspondiente a la “*fase a*”.

Las potencias activa y reactiva se pueden determinar (8).

$$\begin{aligned} p(t) &= \frac{3}{2} \cdot [v_d(t) \cdot i_d(t) + v_q(t) \cdot i_q(t)] \\ q(t) &= \frac{3}{2} \cdot [v_q(t) \cdot i_d(t) - v_d(t) \cdot i_q(t)] \end{aligned} \quad (8)$$

Considerando la ecuación (8), se simplifican las expresiones, de modo que:

$$\begin{aligned} p(t) &= \frac{3}{2} \cdot [v_d(t) \cdot i_d(t)] \\ q(t) &= \frac{3}{2} \cdot [-v_d(t) \cdot i_q(t)] \end{aligned} \quad (9)$$

Para que el compensador regule la tensión en PCC mediante el manejo de energía reactiva únicamente, tendremos como condición:

$$p(t) = 0 \Rightarrow i_d(t) = 0 \quad (10)$$

Y, controlando el valor de $i_q(t)$ en la ecuación (9), podemos controlar el reactivo inyectado en PCC (ecuación 11)

$$q(t) = \left[-\frac{3 \cdot V_d}{2} \right] \cdot i_q(t) \quad (11)$$

El nuestro caso, se implementó un controlador tipo “proporcional”, al solo efecto de evaluar el desempeño del sistema en la forma más simple.

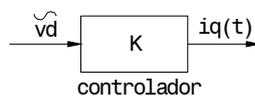


Figura 7. Controlador de “reactivo”

3. RESULTADOS

3.1 Perturbaciones debidas al efecto de sombra de la torre

En primer lugar consideraremos el efecto de la torre. Considerando que el parque esta operando a potencia nominal, tendremos que el sistema esta operando según el detalle de tabla II.

La sombra de la torre produce pulsaciones en la potencia activa y reactiva generada por el sistema bajo estudio. Tales perturbaciones se ilustran mediante un diagrama en bloques en la figura 2.

| | |
|----------|-------------------------------------|
| Machine: | GENERADOR 1.6MW (10x160Kw) |
| Nominal: | 1.6 MVA 400 V rms |
| ULL: | 396.96 V ^{rms} [0.9924 pu] |
| If: | 2605.7 A ^{rms} [1.128 pu] |
| P: | -1.6003e+006 W [-1 pu] |
| Q: | 8.0544e+005 Vars [0.5034 pu] |
| Pmec: | -1.6185e+006 W [-1.012 pu] |
| Torque: | -15376 N.m [-1.208 pu] |
| slip: | -0.005179 |

Tabla II. Parámetros de operación nominal del generador

En la figura 8 se muestra la variación en la potencia eléctrica total generada por el parque eólico.

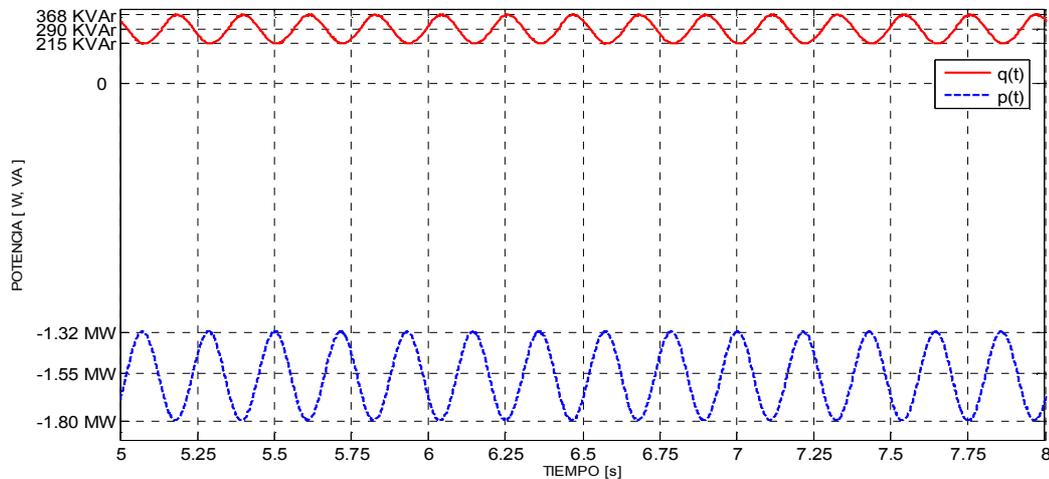


Figura 8. Variación de potencia activa y reactiva debida al efecto de sombra de torre

El flujo de potencia tiene como referencia el funcionamiento como motor. En dicha figura podemos observar un aumento de la potencia reactiva, conforme aumenta la potencia activa producida por el parque. Éste efecto debido a la naturaleza de funcionamiento del motor de inducción, empeora la situación respecto de la regulación de tensión en PCC, generando una variación en la tensión de PCC:

$$\frac{\Delta U}{U} = 0.71\%$$

Dichas variaciones de tensión fluctúan con una frecuencia de $f = 4.22\text{Hz}$.

3.2 Compensación del efecto de sombra de la torre

La operación del compensador consiste en inyectar energía reactiva conforme la tensión en PCC se desvíe respecto del valor de referencia.

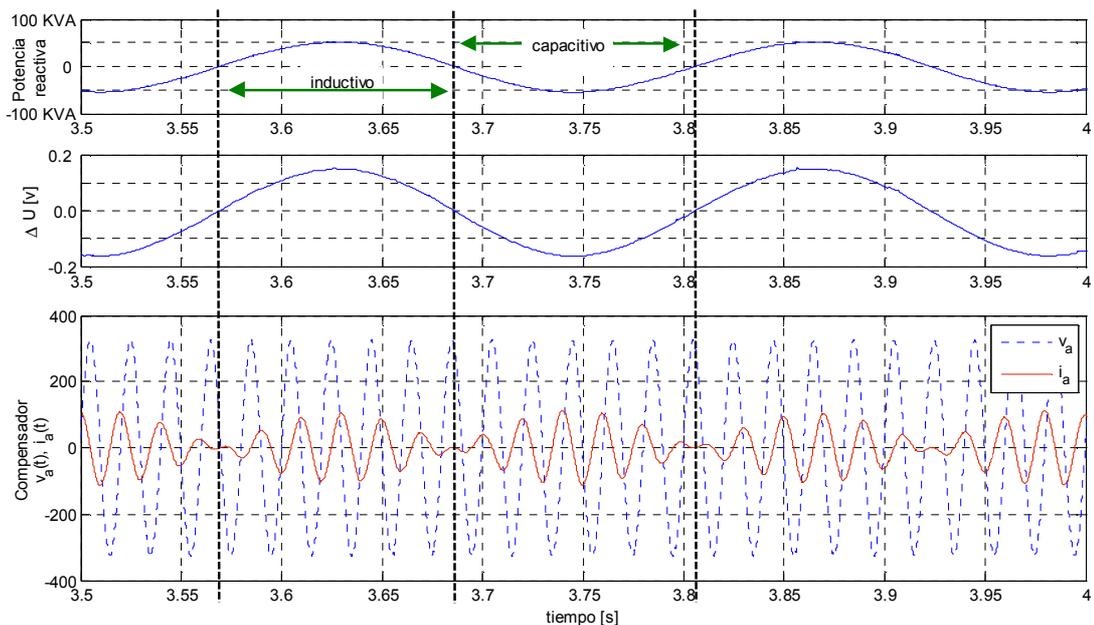


Figura 9. Formas de onda en el compensador.

En la figura anterior tenemos:

- **curva superior:** potencia reactiva entregada por el compensador;
 - **curva intermedia:** desviación de tensión respecto del valor de referencia.
 - **curva inferior:** las formas de onda de tensión y corriente en la fase “a” del compensador.
- Del análisis de las tres curvas de la fig. 9, podemos observar que:

- a) La potencia inyectada por el compensador esta en fase con la variación de tensión.
- b) La fase de la corriente inyectada por el compensador es:

$$V < V_{\text{medio}} \rightarrow i_a \text{ capacitiva (adelanto)} \quad V > V_{\text{medio}} \rightarrow i_a \text{ inductiva (atraso)}$$

Mediante el empleo del compensador la variación de tensión en PCC se reduce a:

$$\frac{\Delta U}{U} = 0.10\%$$

Aproximadamente la variación se redujo al 14% del valor sin compensación. En la Fig. 9, vemos que energía reactiva máxima entregada por el compensador es aproximadamente:

$$Q_C \cong \pm 50. \text{KVAR}$$

3.3 Perturbación y compensación de variaciones de tensión en la “banda de flicker”

En el caso anterior hemos considerado la fluctuación de tensión debida a la sombra de la torre. En el caso analizado, la frecuencia de rotación de la turbina se mantiene prácticamente constante para el rango de operación.

En general es de esperar fluctuaciones en un rango de frecuencias debidas a la propia naturaleza del viento. Para ello, se procedió a la simulación de perturbaciones según el esquema de la figura 3, con variaciones del viento del 10% sobre el valor de velocidad nominal, y en un rango de frecuencias en el cual dichas perturbaciones pueden ocasionar “flicker”. Dicho rango esta comprendido entre 0.01Hz y 25Hz aproximadamente [9].

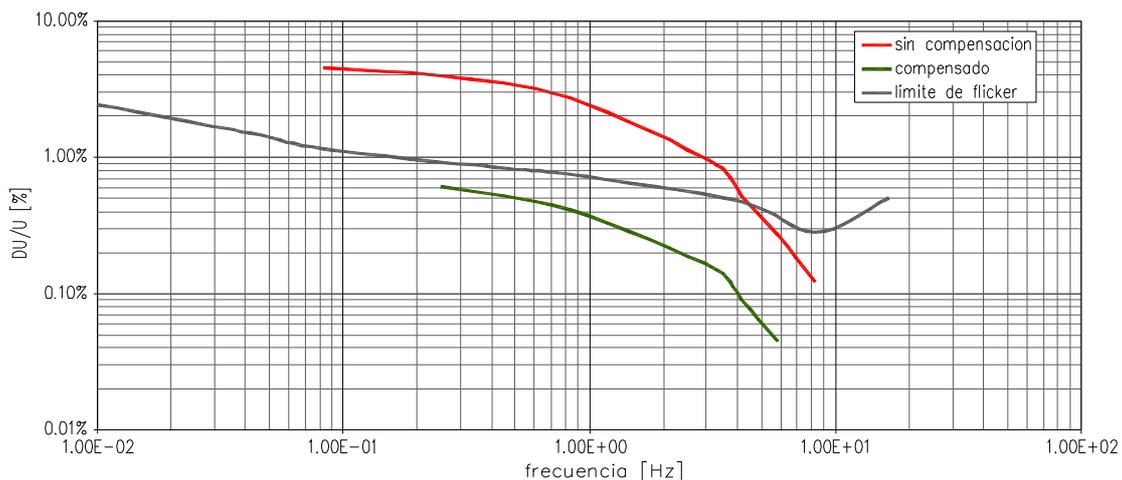


Figura 10. Respuesta en frecuencia de las variaciones de tensión en la barra PCC

Los límites para la emisión de “flicker” están determinados por la norma IEC 61000-4-15. En la figura 10 se ilustra mediante la curva gris el límite de variación de tensión porcentual con la frecuencia. En la misma figura se muestra mediante la curva de color rojo, las variaciones

porcentuales de tensión sin considerar la compensación, mientras que en la curva de color verde tenemos las variaciones de tensión para el caso compensado.

Claramente se observa una disminución *proporcional* en las fluctuaciones de tensión en el PCC.

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado un análisis de las perturbaciones de tensión en redes con generación eólica, debidas a fluctuaciones del viento. Asimismo, se cuantificó la magnitud de dichas perturbaciones, mediante simulaciones para una configuración de red determinada.

El empleo de compensación activa permite un mejor aprovechamiento de las instalaciones existentes, al disminuir la incidencia de la variación de tensión debida a la naturaleza fluctuante de la potencia generada por los parques eólicos.

4. AGRADECIMIENTOS

Este artículo fue subsidiado por: UNLP, ANPCyT (PICT 2003 11-14111) y Fundación YPF.

5. REFERENCIAS

- [1] M.P Pálsson, K Uhlen, J.O.G. Tande. "Large-scale Wind Power Integration and Voltage Stability Limits in Regional Networks"; IEEE 2002. p.p. 762-769
- [2] Rosas P. "Dynamic influences of wind power on the power system". Technical report RISØ R-1408. Ørsted Institute. March 2003.
- [3] L.L. Freris. "Wind Energy Conversion Systems". Prentice Hall. 1990.
- [4] AWEA "Electrical Guide to Utility Scale Wind Turbines". *Interim report*. March 2005. <http://www.awea.org/>
- [5] Siegfried Heier, "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems," John Wiley & Sons Ltd, 1998, ISBN 0-471-97143-X
- [6] Matlab 7.1.0.246 (R14) SP3
- [7] Hingorani N. G. "Introducing Custom Power". *IEEE Spectrum*. June 1995 p.p 41-48.
- [8] R. J. Dávalos, J. M. Ramirez. "Características funcionales del STATCOM". CIGRE-México. Bienal 2001.
- [9] Hingorani N. G. y L. Gyugyi. "Understanding FACTS". IEEE Press; 2000.
- [10] J.C. Gómez Targarona. "Calidad de potencia" 1ª ed. Edigar 2005. ISBN 987-97785-2-9
- [11] Papadoupoulos M.P., Papathanassiou S.A., Tentzerakis S.T. and Boulaxis N.G. "Investigation of the Flicker Emission by Grid Connected Wind Turbines"; IEEE 1998. p.p. 1152-1157.
- [12] Kehri A. and Ross M. "Understanding grid integration issues at wind farms and solutions using voltage source converter FACTS technology". IEEE 2003. p.p. 1822-1828.