

Validación experimental de un modelo del par en aerogeneradores por velocidad relativa

Juan M. Acevedo-Valle¹, Juvenal Villanueva² y Luis Alvarez-Icaza³

¹ Facultad de Ingeniería, ^{2,3}Instituto de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
Coyoacán DF 04510, México

Resumen—Se realizan experimentos para la validación de un modelo del par mecánico de una turbina de viento que utiliza como variable principal la velocidad relativa entre el viento y los álabes de la turbina. Las pruebas se realizaron en el túnel de viento del Instituto de Ingeniería de la UNAM. Para ello se utilizó el prototipo de un aerogenerador y se diseñaron elementos de adquisición y almacenamiento de datos. Los datos obtenidos se utilizaron para realizar la validación del modelo mediante la estimación de parámetros con el método de mínimos cuadrados.

Palabras clave: Aerogeneradores, turbinas, fricción, sistemas de energía renovable, mínimos cuadrados.

I. INTRODUCCIÓN

La humanidad enfrenta actualmente un periodo de cambios forzados por la crisis energética. La fiebre por los hidrocarburos el siglo pasado fue un impedimento para el desarrollo de energías limpias. En los años 70's, con la aparición del concepto de sustentabilidad, el desarrollo de energías limpias volvió a cobrar importancia, pero el retroceso ya para entonces era significativo y había creado problemas que décadas después no se han solucionado. Entre ellos está el próximo agotamiento de las fuentes de energía fósiles, el aumento de la contaminación en el aire y el efecto invernadero causante directo del calentamiento global.

Dentro de las energías limpias que han tenido gran avance en los últimos cuarenta años, se encuentra la energía eólica. El presente trabajo está enfocado en el área de modelado orientado a control de turbinas eólicas. El problema de control de la potencia extraída del viento se dificulta por la complejidad de los modelos aerodinámicos existentes para las turbinas. Incluso análisis muy simples traen como resultado ecuaciones complejas. En (Heier, 1988) se realiza un análisis dinámico para las fuerzas resultantes de la interacción entre el viento y los álabes de una turbina, que aun considerando un caso ideal, resulta en ecuaciones que incluyen la solución de integrales que son muy difíciles de utilizar para la aplicación de técnicas de control.

Los métodos utilizados actualmente para el control de la potencia extraída del viento por una turbina usan un coeficiente de potencia que se obtiene de una serie curvas de

operación contenidas en las especificaciones de la turbina (ver figura 1 para un ejemplo de estas curvas). Existen diversos trabajos que presentan técnicas para el cálculo del coeficiente de potencia óptimo como en (Odgaard, et al., 2008) y (Lin y Qingding, 2003), pero son pocos los esfuerzos por encontrar modelos simplificados para representar la potencia de una turbina eólica y que faciliten encontrar el punto de operación que maximice la potencia extraída.

La reciente aparición de modelos de turbinas basados en efectos disipativos busca proponer modelos simples, pero precisos, de la potencia disponible en una turbina eólica. En este trabajo se valida físicamente el modelo presentado en (Villanueva y Alvarez-Icaza, 2009). Para ello se diseñó un prototipo de aerogenerador junto con los circuitos electrónicos y los programas para la adquisición y generación de señales analógicas. Por último, se realizaron experimentos, cuyos datos se procesaron para hacer la validación del modelo por el método de mínimos cuadrados.

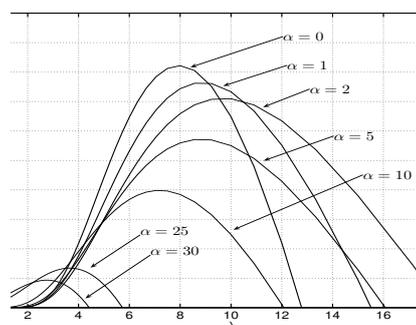


Figura 1. Curvas características del coeficiente de potencia C_p vs la relación de velocidades en punta λ , para distintos ángulos de ataque α .

II. NUEVOS MODELOS BASADOS EN FRICCIÓN

Con el objetivo de desarrollar modelos simplificados que faciliten el control de la potencia extraída del viento por una turbina, en (Villanueva, 2007) se propone representar la dinámica de una turbina eólica a través de la velocidad relativa entre el viento y los álabes de la turbina.

¹jmavbpl@comunidad.unam.mx

²JVillanuevaMa@ii.unam.mx

³alvar@pumas.iingen.unam.mx

Esta nueva línea de exploración dentro del modelado de aerogeneradores está inspirada en modelos de fricción, donde la velocidad relativa es la variable dominante. En dicho trabajo inicialmente se utilizó el modelo de LuGre (Canudas et. al., 1998) para representar el coeficiente de potencia de una turbina. Dicho modelo considera que en la superficie de contacto de dos objetos hay una gran cantidad de cerdas elásticas (ver figura 2) y que, al moverse una superficie con respecto a otra, estas cerdas interactúan entre sí, generándose el fenómeno de fricción. En el caso de la interacción entre el viento y los álabes de una turbina, no se considera que el viento tenga estas cerdas, pero la superficie de los álabes si las tiene. Por ello el viento, al chocar las cerdas en la superficie de los álabes, genera el movimiento de la turbina a través del arrastre y el levantamiento.

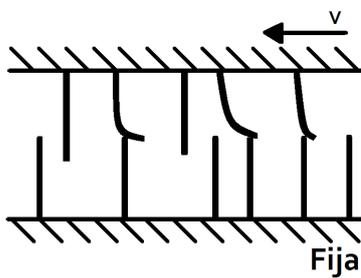


Figura 2. Cerdas microscópicas que causan la fricción.

El modelado de turbinas a través de efectos disipativos propone representar el par mecánico en el eje de la turbina a través de un modelo heurístico donde la variable principal es la velocidad relativa entre los álabes y el viento. El modelo para llevar a cabo la validación física es una combinación polinómica inspirada en modelos fricción. Para adecuar el modelo a una turbina en particular, se propone realizar la estimación de sus parámetros, misma que puede realizarse en línea o fuera de línea. El modelo presentado en (Villanueva y Alvarez-Icaza, 2009) es:

$$T = \theta_1 v_r^3 + \theta_2 \text{sign}(v_r) v_r^2 + \theta_3 v_r \quad (1)$$

donde v_r está definida por:

$$v_r = V_{wind} - r\omega \quad (2)$$

donde V_{wind} es la velocidad del viento, ω la velocidad angular de la turbina y r un radio equivalente para la turbina que depende específicamente de las propiedades de la turbina en estudio y del ángulo de ataque de los álabes α . Este modelo puede ser aplicado a cualquier turbina siempre y cuando se obtenga el grupo de parámetros característicos de la misma.

III. PRUEBAS FÍSICAS

Para las pruebas físicas se construyó un prototipo de tres hélices basado en (Chiroque y Dávila, 2008). Se utilizó un motor-generador de corriente directa con rotor de imán permanente, al que se denominará máquina eléctrica. Se

usó una configuración en donde el eje de la turbina está acoplado directamente al eje de la máquina eléctrica. El conjunto hélices y máquina eléctrica se colocó dentro del túnel de viento del Instituto de Ingeniería, UNAM, como se ilustra en la figura. 3.

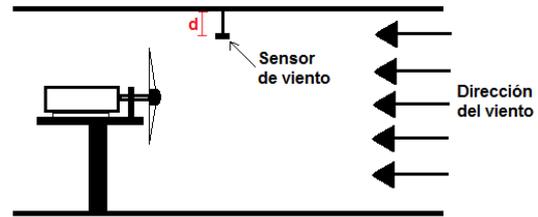


Figura 3. Elementos del sistema en el túnel de viento.

Una de las puntos críticos y que más dificultaron el trabajo de validación, fue que el par de arranque de la máquina eléctrica era alto, por lo que en el rango de velocidades de viento en que se trabajó (entre 0 m/s y 20 m/s), el viento no era suficiente en ocasiones para mover por sí solo al aerogenerador. Por ello se optó por usar la máquina eléctrica como motor y regular su velocidad angular por medio de un controlador comercial de velocidad diseñado para dicho motor. En estas condiciones de trabajo es posible determinar la potencia aportada eléctricamente al motor y de ahí la potencia aportada por el viento. Para hacerlo basta con hacer la diferencia entre la potencia eléctrica medida con viento y la consumida por la máquina eléctrica cuando no existe viento, para una misma velocidad angular de la máquina eléctrica. Los valores de ambas potencias se obtienen a partir de experimentos apropiados.

Los elementos físicos utilizados para las pruebas son:

- Máquina eléctrica: Baldor CDPT3585, 2HP, 1750 rpm, 180 V, 9.6 A.
- Controlador de motor marca Baldor.
- Prototipo de turbina basado en (Chiroque y Dávila, 2008)
- DAQCard-AI-16XE-50
- Sensores:
 - Velocidad de viento (V_{wind}): Anemómetro “Heavy Duty Hot Wire Thermo-Anemometer”
 - Voltaje de armadura (V_{arm}): Medido directamente de las terminales de la máquina eléctrica
 - Corriente de la máquina eléctrica (I_{me}): Se usó un shunt como transductor.
 - Velocidad angular (ω): Se midió con el tacogenerador integrado a la máquina eléctrica.

La posición en que se colocó el sensor de viento durante las pruebas se puede observar también en la figura 3. Paralelamente a esto se diseñaron programas para la lectura y almacenamiento de datos, así como un subsistema que permitía controlar la velocidad angular de la máquina eléctrica. Con los datos obtenidos de las pruebas se generaron series de datos para cada ángulo de ataque de los álabes de la turbina, en los cuales se agruparon los datos correspondientes a una

misma velocidad angular ω para cada velocidad de viento V_{wind} , con lo que se obtuvieron series de datos de par mecánico como la mostrada en la figura 4, donde cada diente de sierra corresponde a una velocidad angular entre 60 y 200 rpm con incrementos de 10 rpm, y cada escalón en el diente corresponde a una velocidad de viento desde 5 m/s con incrementos de 1 m/s.

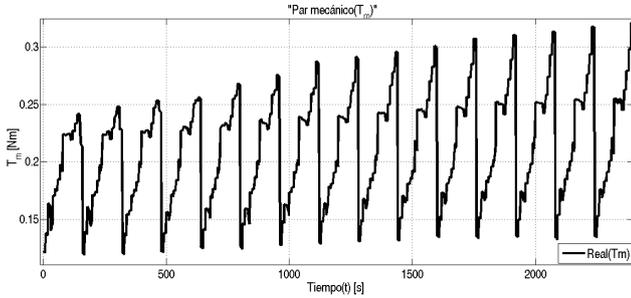


Figura 4. Serie de datos para el par mecánico con $\alpha = 5^\circ$

IV. MÍNIMOS CUADRADOS

El método de aproximación utilizado para la estimación paramétrica fue el método de mínimos cuadrados continuos (Iannou y Sung, 1996), las ecuaciones de dicho método son:

$$\dot{\hat{\sigma}} = P_c \epsilon \phi^T$$

$$\dot{P}_c = \frac{P_c \phi^T \phi P_c}{m^2}, \quad \text{con} \quad m^2 = 1 + n_s^2 \quad P_c(0) = P_{c0}$$

donde $\phi \in \mathbb{R}^{1 \times n}$ es el vector regresor y $\sigma \in \mathbb{R}^{n \times 1}$ es el vector de parámetros, además $\phi^T \phi$ es una matriz positiva semidefinida, n_s^2 suele escogerse $\phi^T \phi$ ó $\phi^T P_c \phi$ y $P_c(t)$ es usualmente llamada matriz de covarianza.

Para utilizar este método de estimación, el modelo se parametriza como:

$$\theta^T = [\theta_0 \quad \theta_1 \quad \theta_2] \quad \phi = [v_r^3 \quad \text{sign}(v_r) v_r^2 \quad v_r] \quad (3)$$

V. RESULTADOS DE LA VALIDACIÓN

Para conocer la capacidad del modelo para el par mecánico propuesto se realizaron varias validaciones, recordando que uno de los objetivos principales de estos modelos es tener un sólo juego de parámetros θ_i para cada ángulo de ataque de la turbina.

- 1) Validación con los datos en un sólo grupo.- Se realizó una primera validación tomando los datos obtenidos para las pruebas con ángulo de ataque $\alpha = 15^\circ$. Toda la serie de datos obtenida para este ángulo se usó para realizar una única estimación paramétrica obteniéndose buenos resultados con diferentes valores propuestos para el radio equivalente r , con errores relativos promedios menores a 5%.

El principal problema presente para el caso de esta validación es un comportamiento contradictorio entre el par mecánico real obtenido en las pruebas y el estimado por el modelo. Como se observa en la figura

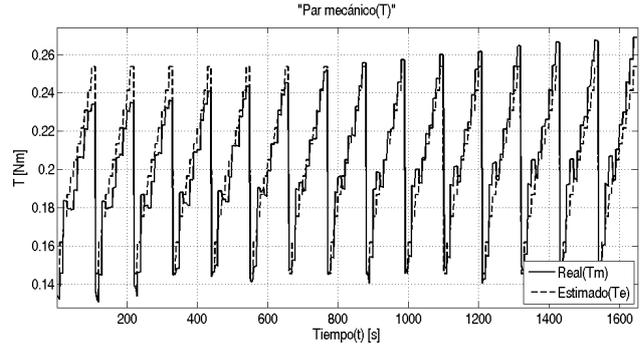


Figura 5. Par mecánico estimado con $r = 20 \mu m$ con $\alpha = 15^\circ$, parámetros constantes para el ángulo.

5, el par mecánico real tiende a magnitudes mayores conforme aumenta la velocidad angular, mientras que el estimado con el modelo tiende a magnitudes menores. Esto indica límites en el modelo, ya que a pesar de que se presentan errores relativos pequeños, la dinámica del sistema no se sigue correctamente. Conforme el valor del radio de normalización r se acerca a cero, la tendencia del par mecánico a disminuir desaparece. Este último hecho hace pensar que un radio de normalización negativo provocaría que el modelo sea capaz de representar adecuadamente la dinámica de la turbina.

- 2) Validación agrupada por velocidad angular ω .- Con el fin de encontrar condiciones bajo las cuales el modelo es capaz de representar la dinámica del par mecánico de la turbina y entender sus limitaciones, se procedió a realizar una estimación de parámetros para cada velocidad angular ω , es decir, se encontró un juego de parámetros para cada velocidad angular a un determinado ángulo de ataque. Posteriormente se graficaron dichos parámetros con respecto a la velocidad angular para cada ángulo. De dichas estimaciones se observó que, dependiendo del radio equivalente, las gráficas de parámetros podían asemejarse a rectas, la figura 6 muestra las curvas de parámetros obtenidas para todos los ángulos. Una vez más, se obtuvieron errores de estimación promedio menores a 5%. Además, como se observa en la figura 7, el modelo sigue correctamente la dinámica del par mecánico de la turbina y la relación entre los parámetros y la velocidad angular se puede considerar lineal. Sin embargo, se desea un sólo juego de parámetros para cada ángulo, lo que no se cumple bajo estas condiciones de estimación.
- 3) Validación con $v_r = V_{wind} + r\omega$.- Al realizar un análisis en cuanto a la interacción entre el viento y los álabes de la turbina, se determinó que la velocidad relativa se puede expresar como:

$$v_r = V_{wind} + r\omega \quad (4)$$

Este cambio de signo se justifica pues la convención de la velocidad angular positiva que se tomó para el

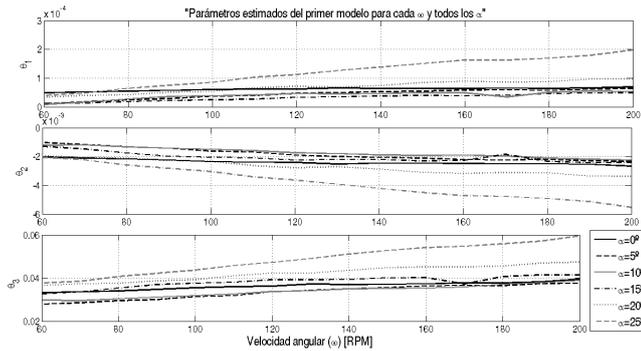


Figura 6. Parámetros estimados con $r = 0.0268m$ para $\alpha = 15^\circ$

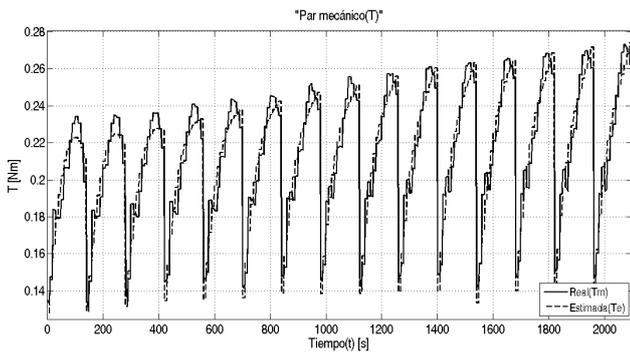


Figura 7. Par mecánico estimado con $r = 0.0268m$ para $\alpha = 15^\circ$, parámetros en función de ω .

funcionamiento de las hélices en régimen de turbina, debe cambiar cuando estas se emplean como ventilador. Con esta nueva convención de signo para la velocidad angular de la turbina, se procedió a realizar una estimación en donde todos los datos obtenidos para cada ángulo se agruparon en un sólo conjunto para realizar la estimación. Para este caso se consideraron las pruebas con velocidad de viento entre 5 m/s y 15 m/s .

También se realizó una exploración para encontrar el radio equivalente a cada ángulo, radio que en las pruebas anteriores se había supuesto constante. Esto se hizo proponiendo diferentes radios equivalentes y haciendo la estimación para cada uno de ellos. Los resultados se presentan en la tabla I, en la cual se indica el mejor radio equivalente encontrado para cada ángulo. Con estos radios se presenta el menor error en la estimación del par mecánico. Los errores ahí mencionados son los errores relativos máximos y promedio para el par mecánico utilizando los parámetros finales estimados para cada ángulo. Como ejemplo, se presentan los resultados para un ángulo de 15° . Como se observa en la tabla I, el radio equivalente óptimo encontrado para este ángulo es 15.5 cm , con el cual se obtiene un error relativo promedio menor al 3.15% que nos indica que existe una buena estimación. La figura 8 muestra

TABLA I

ERRORES RELATIVOS E_r MÁXIMOS Y PROMEDIOS DE PAR MECÁNICO.

Ángulo	r	E_r máximo T_m	E_r promedio T_m
0°	9 cm	9.12%	3.15%
5°	11.7 cm	11.82%	3.48%
10°	13.5 cm	12.11%	2.82%
15°	15.5 cm	12.73%	3.12%
20°	16.1 cm	10.70%	2.62%
25°	19.4 cm	13.38%	3.02%

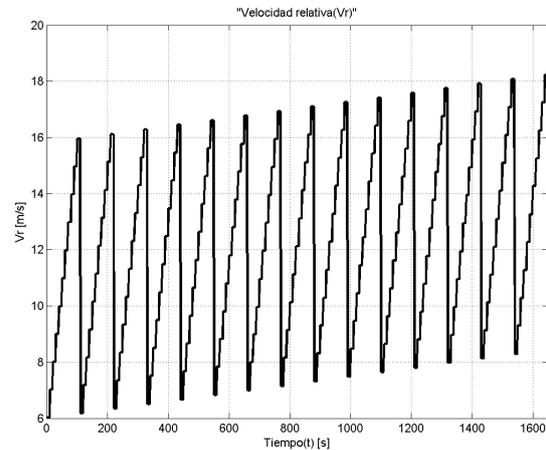


Figura 8. v_r con $r = 0.155m$ para $\alpha = 15^\circ$, $v_r = V_{wind} + r\omega$.

el comportamiento de la velocidad relativa calculada con la nueva convención de signo, cabe recordar que en cada una de las gráficas cada diente de sierra corresponde a una velocidad angular y cada escalón de este corresponde a un incremento de la velocidad de viento.

Cuando se encuentra el radio equivalente para cada ángulo, se observa que la estimación de parámetros converge rápidamente. En la figura 9 se observa que después de veinte iteraciones¹ ya se tiene una buena estimación de los parámetros.

La figura 10 muestra la gráfica del par mecánico medido en las pruebas comparado con el estimado con el nuevo modelo utilizando los parámetros finales estimados. Se puede observar como el seguimiento del par mecánico estimado respecto al par mecánico es muy bueno, es decir, que la dinámica del sistema bajo las condiciones en que se realizaron las pruebas puede ser representada por el modelo por efectos disipativos propuesto en (Villanueva y Alvarez-Icaza, 2009).

Por último se presenta la gráfica del error relativo de par mecánico estimado en la figura 11. En ésta se observa que el error relativo se mantiene en la mayoría de los casos menor al 3% . Además existen puntos donde el error es mayor al 10% , al analizar los puntos se observa que estos errores corresponden

¹Cada iteración corresponde a recorrer una vez la serie de datos obtenidos para el ángulo con el método de mínimos cuadrados.

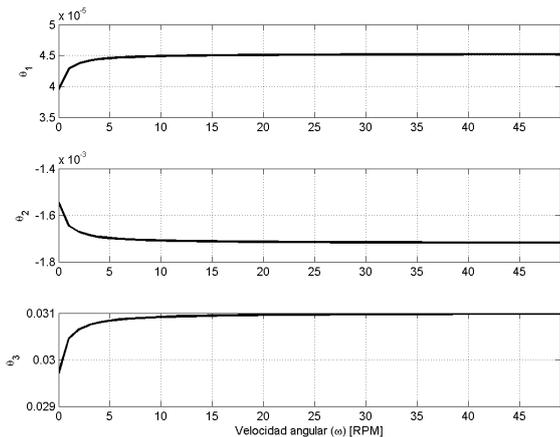


Figura 9. Parámetros estimados con $r = 0.155m$ para $\alpha = 15^\circ$.

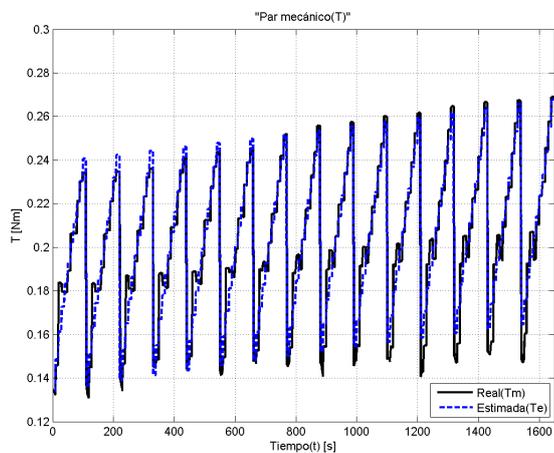


Figura 10. T_m real y estimado con $r = 0.155m$ para $\alpha = 15^\circ$.

a la prueba con velocidad de viento $7 m/s$, lo que puede indicar que probablemente los datos medidos en esta prueba tengan algún error, pero aún con estos errores la validación sigue siendo bastante buena. Para el resto de los ángulos estudiados se obtuvieron resultados similares.

VI. CONCLUSIONES

Se realizaron experimentos para validar un nuevo modelo para el par mecánico producido en el eje de la turbina basado en la velocidad relativa entre el viento y los álabes. Se encontró que el modelo presentaba algunas dificultades para representar el par del prototipo de aerogenerador probado en el túnel de viento, que se atribuyeron al hecho de usar la máquina eléctrica como motor y no como generador. Se hizo un cambio en la convención de signos para la velocidad angular ω en la definición de la velocidad relativa v_r . Este cambio mejoró la capacidad del modelo para representar la dinámica del modelo bajo las condiciones en las que se llevó a cabo la experimentación física.

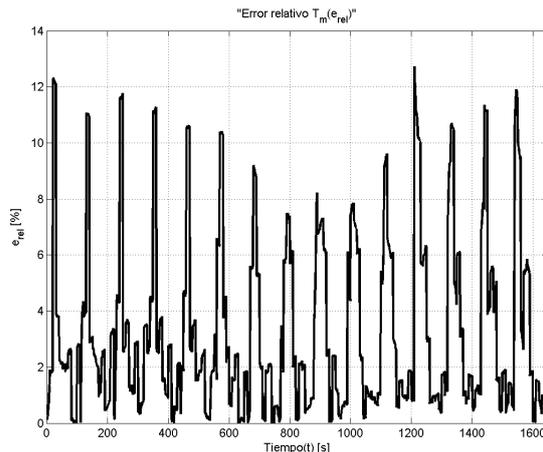


Figura 11. Error relativo de T_m con $r = 0.155m$ para $\alpha = 15^\circ$.

El trabajo aquí presentado demuestra el potencial de los nuevos modelos para turbinas basados en efectos disipativos, aunque es necesario realizar nuevos experimentos bajo condiciones de trabajo de campo y con aerogeneradores reales, para tener información que ayude a conocer las fortalezas y debilidades de los nuevos modelos, y de este modo poder perfeccionarlos.

REFERENCIAS

- Acevedo Valle, Juan Manuel (2012). Validación física del modelo de aerogeneradores por efectos disipativos. *Tesis de Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.*
- Canudas de Wit, C., Olsson, H., Astrom, K.J. y Lischinsky, P. (1998). Friction Models and Friction Compensation. *En European Journal of Control*, pag. 1189–1191, vol. 4.
- Chiroque, José y Dávila, Celso (2008). Microaerogenerador IT-PE-100 para electrificación rural. *Soluciones Prácticas - ITDG.*
- Heier, Siegfried (1988). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. *John Wiley and Sons*
- Iannou, Petros A. y Sung, Jin (1996). Robust Adaptive Control. *PTR Prentice-Hall.*
- Lin, Zhao y Qingding, Guo (2003). Adjustable-pitch and variable-speed control of wind turbines using nonlinear algorithm. *Electrical Machines and Systems. ICEMS. Proceedings of the sixth International Conference on pag. 270–273, vol. 1.*
- Odgaard, Peter F., Damgaard, Chris y Nielsen, Rasmus (2008). On-Line Estimation of Wind Turbine Power Coefficients Using Unknown Input Observers. *En Proceedings of the 17th World Congress The International Federation of Automatic Control, IFAC*, pag. 10646–10651.
- Villanueva, Juvenal (2007). Modelado de aerogeneradores a través de efectos disipativos. *Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Ingeniería.*
- Villanueva, J. y Alvarez-Icaza, L. (2009). Modeling Mechanical torque in wind turbines. *En Control Applications, (CCA) Intelligent Control, (ISIC), IEEE*, pag. 1362–1367.
- Villanueva, J. y Alvarez-Icaza, L. (2011). Wind Turbine Torque and Wind Speed Estimation. *En proceedings of 4th Annual Dynamic Systems and Control Conference*, Artículo número MoBT3.1.