

Control proporcional integral generalizado para turbinas eléctricas

Bernardo Leonel Hansen

*Estudiante de Ingeniería Electricista/Electrónica/en Sistemas de Computación
Universidad Nacional del Sur, Avda. Alem 1253, B8000CPB Bahía Blanca, Argentina
bernardouns@hotmail.com
marzo 2015*

Resumen: En esta nota se detalla una técnica alternativa de control lineal para maximizar la energía eólica capturada en una turbina eólica. La estrategia propuesta se basa en técnicas de control proporcional integral generalizado (GPI). La maximización de captura de energía se centra en mantener la velocidad específica de la turbina en su valor óptimo, por medio del control de la velocidad del rotor, en el cual el coeficiente de potencia es máximo. La metodología propuesta es validada mediante simulación usando una turbina eólica de 4,8 MW y comparada con una estrategia de control de par estándar. Los resultados muestran que las estrategias GPI propuestas son efectivas en términos de robustez y captura de energía.

Palabras clave: primera, segunda, tercera.

I. INTRODUCCIÓN

El uso de la energía viene desde hace muchos años y sus aplicaciones se ven en la agricultura, molienda de granos, bombeo de agua y producción de electricidad.

Las turbinas eólicas convierten la energía del viento en energía eléctrica. Existen varios tipos: turbinas eólicas de eje vertical, de eje horizontal, de velocidad variable, de velocidad fija, etc., pero actualmente las de eje horizontal y velocidad variable son el tipo más común, principalmente debido a sus capacidades superiores de captura y de producción de energía [3]. Este sistema de turbinas ha tenido un desarrollo y crecimiento a nivel mundial, no solo por su tamaño o aerodinámica avanzada, sino por los algoritmos de control que las operan. Los sistemas de control toman un rol muy importante en la operación de turbinas eólicas, hasta el punto que la eficiencia y robustez de las estrategias de control desarrolladas afectan significativamente tanto el comportamiento y eficiencia de las turbinas eólicas como el costo de producción de energía.

Las turbinas eólicas de eje horizontal dependen principalmente de la magnitud de la velocidad del viento.

Este artículo presenta el desarrollo y evaluación de una estrategia alternativa de control lineal basada en controladores GPI para la maximización de captura de energía en turbinas eólicas de eje. El objetivo de control se centra en mantener la velocidad específica de la turbina en su valor óptimo, por medio del control de la velocidad del rotor para seguir una trayectoria de referencia óptima generada a partir de la velocidad del viento, manipulando el par del generador.

Nos vamos a enfocar en la sección 4 únicamente en esta nota de aplicación, donde vemos el uso de la transformada de Laplace para medios de resolución de problemas.

La sección 4 presenta el diseño y desarrollo de las estrategias de control GPI propuestas para abordar la solución al problema de maximización de captura de energía.

El sistema mecánico de la turbina eólica es modelado mediante leyes de Newton, obteniendo el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \frac{-B_{dt} - B_r}{J_r} & \frac{B_{dt}}{J_r N_g} & \frac{-K_{dt}}{J_r} \\ \frac{B_{dt} \eta_{dt}}{J_g N_g} & \left(B_g + \frac{B_{dt} \eta_{dt}}{N_g^2} \right) & \frac{K_{dt} \eta_{dt}}{J_g N_g} \\ 1 & \frac{-1}{N_g} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_r(t) \\ \omega_g(t) \\ \omega_{\Delta}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_r} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{J_g} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tau_a(t) \\ \tau_g(t) \end{bmatrix} \quad (1)$$

donde $\omega_g(t)$ es la velocidad angular del generador, $\theta_{\Delta}(t)$ es el ángulo de torsión del eje del rotor, J_r es el momento de inercia del eje de baja velocidad, J_g es el momento de inercia del eje de alta velocidad, K_{dt} es la constante de rigidez torsional del sistema de transmisión, B_{dt} es el coeficiente de amortiguamiento torsional del sistema de transmisión, B_r es la fricción viscosa del eje de baja velocidad, B_g es la fricción viscosa del eje de alta velocidad, N_g es la relación de engranajes del sistema de transmisión, η_{dt} es la eficiencia del sistema de transmisión y $\tau_g(t)$ es el par del generador. El par $\tau_a(t)$ es función no lineal de $\omega_r(t)$ y v_t

Las dinámicas del convertidor de potencia y del generador están dadas por [22]:

$$i_g(t) = -a_{gc} \tau_g(t) + a_{gc} \tau_{g.ref}(t) \quad (2)$$

Donde $\tau_{g.ref}(t)$ es el par deseado del generador, $P_g(t)$ es la potencia producida por el generador, a a_{gc} denota la dinámica del convertidor / generador y η_g es la eficiencia del generador.

II. METODOLOGÍA DE DISEÑO GPI PARA TURBINAS EÓLICAS

De las ecuaciones (1) y (2) de la turbina eólica y considerando los siguientes pares de transformada de Laplace. $\Omega_r(s) = L\{\omega_r(t)\}$, $T_a(s) = L\{\tau_a(t)\}$, $T_{g.ref}(s) = L\{\tau_{g.ref}(t)\}$, se puede llegar a la siguiente representación.

$$\Omega_r(s) = \frac{J_g N_g^2 s^2 + (B_g N_g^2 + B_g \eta_{dt})s + K_{dt} \eta_{dt}}{a_3 s^3 + a_2 s^2 + a_1 s + a_0} T_a(s) + \frac{-a_{gc} N_g (B_{dt} s + K_{dt})}{(a_3 s^3 + a_2 s^2 + a_1 s + a_0)(s + a_{gc})} T_{g.ref}(s) \quad (3)$$

$$a_0 = B_g K_{dt} N_g^2 + B_r K_{dt} \eta_{dt} \quad a_1 = B_{dt} B_r \eta_{dt} + J_r K_{dt} \eta_{dt} + B_{dt} B_g N_g^2 + B_g B_r N_g^2 + J_g K_{dt} N_g^2$$

$$a_3 = J_r J_g N_g^2 \quad a_2 = B_{dt} J_r \eta_{dt} + B_{dt} J_g N_g^2 + B_g J_r N_g^2 + B_r J_g N_g^2$$

Reorganizando [3] agrupando términos, se obtiene el siguiente sistema simplificado propio del enfoque RAP (rechazo activo de perturbaciones):

$$(s^4 + \gamma_3 s^3 + \gamma_2 s^2 + \gamma_1 s + \gamma_0) \Omega_r(s) = k T_{g.ref}(s) + \varepsilon(s) \quad (4)$$

$$\gamma_3 = \frac{a_2 + a_{gc} a_3}{a_3} \quad \gamma_2 = \frac{a_1 + a_{gc} a_2}{a_3} \quad \gamma_1 = \frac{a_0 + a_{gc} a_1}{a_3} \quad \gamma_0 = \frac{a_{gc} a_0}{a_3} \quad k = -\frac{1}{a_3} a_{gc} K_g K_{dt}$$

$$\varepsilon(s) = \frac{s + a_{gc}}{a_3} (J_g N_g^2 s^2 + (B_g N_g^2 + B_{dt} \eta_{dt})s + k_{dt} \eta_{dt}) T_a(s)$$

donde $k, \gamma_3, \gamma_2, \gamma_1, \gamma_0$, son constantes conocidas y $\varepsilon(t)$ es una entrada de perturbación agrupada que incluye efectos de perturbaciones externas e internas. La función de perturbación $\varepsilon(t)$ es modelada mediante la aproximación de su modelo interno dado por:

$$\frac{d^{m+1}\varepsilon(t)}{dt^{m+1}} \approx 0 \quad (5)$$

Donde la entrada de perturbación $\varepsilon(t)$ dado que es función diferencial de $\tau_a(t)$ es también una señal del tiempo completamente desconocida, pero uniformemente y absolutamente acotada $|\varepsilon(t)| \leq k_\varepsilon$. La aproximación del modelo interno de la función de perturbación $\varepsilon(t)$ es equivalente a un modelo local de $\varepsilon(t)$ aproximado alrededor de t por un polinomio temporal de Taylor de orden m .

El problema de control implica que la salida del sistema $\omega_r(t)$ siga una trayectoria de referencia suave $\omega_{r\ opt}(t) = \omega_r * (t)$, con error de seguimiento $e_{\omega_r}(t) = \omega_r(t) - \omega_{r\ opt}(t)$ absolutamente acotado por una cantidad constante ε , i. e. $|e_{\omega_r}(t)| < \varepsilon$

III. CONCLUSION

En este artículo se propuso una estrategia de control lineal de rechazo activo de perturbaciones con base en controladores GPI para turbinas eólicas de eje horizontal. Los controladores se diseñaron para realizar el seguimiento de trayectorias óptimas de la velocidad del rotor que maximizan la captura de energía aerodinámica en el sistema. La estrategia de control utilizada transformó al sistema eólico no lineal en un sistema lineal perturbado por medio de una representación simplificada propia del enfoque RAP. El uso de la metodología de control GPI basada en el enfoque RAP logró acotar arbitrariamente y absolutamente el error de seguimiento de la velocidad del rotor, comprobando que al mejorar la aproximación del modelo interno de la función de perturbación es posible reducir dicha cota. Sin embargo, el éxito de este enfoque de maximización de captura de energía está limitado por la precisión de la medición o estimación de la velocidad del viento.

REFERENCIAS

- [1] <http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/viewArticle/5166/5041>
- [2] L. Y. Pao and K. E. Johnson, "Control of wind turbines", Control Systems, IEEE, vol. 31, pp. 44-62, 2011. DOI: 10.1109/MCS.2010.939962.
- [3] P. F. Odgaard, J. Stoustrup, and M. Kinnaert, "Fault tolerant control of wind turbines a Benchmark model", in Proceedings of the 7th IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes, Barcelona, Spain, 2009, pp. 155-160.