

CONTROL LPV DE TURBINAS EOLICAS CON RANGO DE OPERACION EXTENDIDO

Inthamoussou, Fernando A.[†]; De Battista, Hernán[†]; Mantz, Ricardo J.[‡]

^{†‡} Instituto LEICI, Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería, UNLP.

[†] CONICET, [‡] CICpBA

Calle 48 y 116 s/n, La Plata, Buenos Aires.

intha@ing.unlp.edu.ar

Palabras clave: Energía eólica, Control LPV, Control Activo de Potencia.

INTRODUCCIÓN

En este artículo se propone un controlador para una turbina eólica de velocidad variable y pitch variable en todo el rango de velocidades de viento y con control activo de potencia. De esta forma, la misma es capaz de seguir consignas de potencia externas enviadas, por ejemplo, por el controlador central de la red y cumplir con los nuevos requisitos de generación. Con este fin se diseña un controlador de pitch con anti-windup LPV (Lineal de Parámetros Variantes), centrado en mejorar la transición entre las regiones de baja y alta velocidad de viento. La estructura de control es similar a la utilizada en turbinas eólicas comerciales con los controladores PI clásicos. Sin embargo, se propone un controlador más avanzado (LPV) y una compensación anti-windup, también LPV, en una región de operación mayor. Como consecuencia, el nuevo esquema de control es capaz de mejorar el comportamiento de la turbina eólica en la región de transición y a su vez proveer mejores márgenes de estabilidad. El control propuesto es evaluado en una turbina de test de 5 MW del NREL. Para esto se simuló, usando el programa FAST[®] en el entorno Matlab[®]/Simulink[®], varios escenarios realistas que se encuentran estandarizados en las normas IEC.

DESCRIPCIÓN LPV DE LA TURBINA EÓLICA

La energía capturada por una turbina eólica depende del radio de la turbina R , de la velocidad del viento V , de la velocidad de rotación Ω_r y del ángulo de paso de las palas β . Más específicamente, la potencia del rotor puede ser expresada como

$$P_R(V, \beta, \Omega_r) = 0,5\pi\rho R^2 C_P(\lambda, \beta) V^3, \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del aire y $\lambda = \Omega_r R / V$ es la relación de velocidad de punta de pala. La eficiencia de la energía capturada está caracterizada por el coeficiente de potencia $C_P(\cdot)$. El par del rotor resulta de dividir la potencia capturada por la velocidad de rotación:

$$T_R(V, \beta, \Omega_r) = P_R(V, \beta, \Omega_r) / \Omega_r. \quad (2)$$

Las turbinas eólicas modernas son sistemas mecánicos complejos que exhiben movimientos de traslación y rotación acoplados. Este comportamiento dinámico generalmente es bien modelado por códigos de simulación aeroelásticos como el código Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence (FAST) desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) [1]. Sin embargo, modelos de estas características no son adecuados para el diseño

de controladores. Para el diseño de una ley de control son suficientes (y deseados) modelos más simples, incluyendo sólo algunos modos de oscilación. Aquí, por una cuestión de claridad, simplicidad y con el objetivo de poner en evidencia las propiedades de las propuestas realizadas, se considera un modelo de dos masas. Este modelo captura sólo el primer modo de oscilación del tren de transmisión, mientras que las dinámicas no modeladas serán cubiertas por incertidumbre aditiva. Las ecuaciones que describen este modelo son

$$\begin{aligned} \dot{\Phi} &= \Omega_r - \frac{\Omega_g}{N_g}, \\ J_t \dot{\Omega}_r &= T_R - T_{sh}, \\ J_g \dot{\Omega}_g &= \frac{T_{sh}}{N_g} - T_g, \end{aligned} \quad (3)$$

donde las variables de estado son el ángulo de torsión Φ , la velocidad del rotor Ω_r y la velocidad del generador Ω_g . Las variables del modelo T_g y $T_{sh} = K_s \Phi + B_s(\Omega_r - \Omega_g/N_g)$ son los pares del generador y del eje de transmisión respectivamente. Los parámetros del modelo son, la inercia J_t que combina la inercia de la nariz y de las palas, la inercia del generador J_g , la relación de la caja de engranajes N_g y los coeficientes de rigidez (K_s) y fricción (B_s) del eje.

En las turbinas de velocidad variable, el generador eléctrico es conectado a la red mediante un convertidor completo o parcial que controla el par del generador T_g y desacopla la velocidad de rotación de la frecuencia de red. Dado que las dinámicas del generador y del convertidor electrónico son mucho más rápidas que las del subsistema mecánico, se puede asumir, para los propósitos de este trabajo, que el par de referencia del convertidor electrónico coincide con el par eléctrico impuesto a los bobinados del generador. Es decir, se puede asumir que T_g es la entrada de control.

El actuador de pitch es un sistema mecánico e hidráulico no lineal [2]. Para propósitos de diseño del controlador, el mismo es usualmente modelado como un filtro pasa bajos de primer orden con saturación en amplitud β y en la tasa de cambio $\dot{\beta}$. En la zona lineal, el actuador de pitch puede ser modelado por

$$\dot{\beta} = -\frac{1}{\tau}\beta + \frac{1}{\tau}\beta_r, \quad (4)$$

donde τ es la constante de tiempo y β_r es el ángulo de pitch de referencia.

La dinámica del tren de transmisión (3) es altamente no lineal. Esta no linealidad está dada principalmente por el par aerodinámico (2). Para el diseño del controlador LPV se necesita una representación lineal de la dinámica del sistema. Con este objetivo el par aerodinámico es linealizado alrededor de los puntos de operación:

$$\hat{T}_R(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r) = B_r(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r)\hat{\Omega}_r + k_V(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r)\hat{V} + k_\beta(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r)\hat{\beta}, \quad (5)$$

donde

$$B_r(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r) = \left. \frac{\partial T_R}{\partial \Omega_r} \right|_{(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r)}, \quad k_V(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r) = \left. \frac{\partial T_R}{\partial V} \right|_{(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r)}, \quad k_\beta(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r) = \left. \frac{\partial T_R}{\partial \beta} \right|_{(\bar{V}, \bar{\beta}, \bar{\Omega}_r)}.$$

La barra sobre las variable denota el valor correspondiente en el punto de operación, mientras que el sombrero denota desviaciones con respecto al punto de operación. Así, el modelo LPV de la turbina resulta:

$$A(\theta) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1/N_g & 0 \\ -K_s/J_r & -B_s/J_r & -B_s/J_r N_g & 0 \\ K_s/N_g J_g & -B_s/N_g J_g & -B_s/J_g N_g^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1/\tau \end{bmatrix} + B_r(\theta) \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1/J_r & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} + k_{r,\beta}(\theta) \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/J_r \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

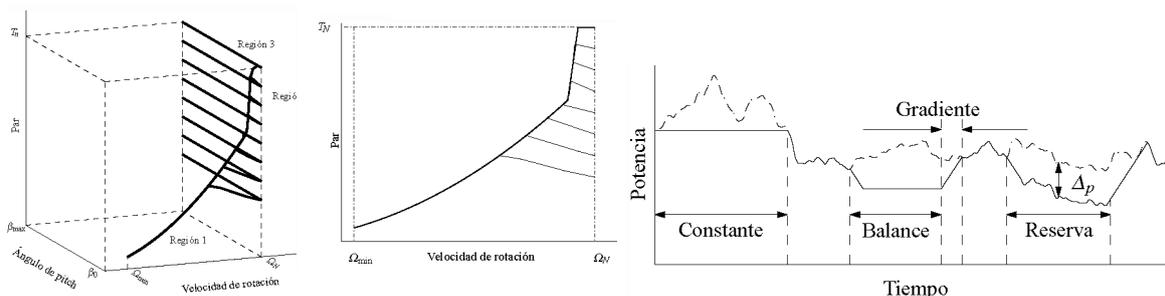


Figura 1: Familia de curvas par-velocidad de rotación para una turbina eólica de velocidad variable y pitch variable con regulación de potencia. Izquierda: representación en 3D (espacio pitch-velocidad de rotación-par). Centro: Proyección de la curva en 3D de la izquierda en el plano velocidad de rotación-par. Derecha: Posibles modos de funcionamiento con regulación de potencia.

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -1/Jg & 0 \\ 0 & 1/\tau \end{bmatrix}, \quad C = [0 \quad 0 \quad 1 \quad 0].$$

La perturbación (viento) no es incluida en el modelo debido a que no cambia la estabilidad del sistema.

Objetivo de control

El objetivo de control consiste en operar a la turbina para todo el rango de velocidades de viento y con la capacidad de regular potencia. Para esto es necesario incorporar una nueva entrada, cuya función es fijar la referencia en función de la potencia de salida deseada. Luego, si no existe una consigna de potencia en particular, es decir, si el objetivo es que la turbina genere la potencia disponible, se la operará siguiendo la curva par-velocidad clásica de operación (curva superior Fig. 1). De existir una consigna de potencia, se la operará sobre la misma curva hasta que se alcance la consigna de potencia. A partir de esta condición la turbina trabajará regulando la potencia al valor de referencia.

- Región 1: Aquí el objetivo es la extracción de la potencia máxima de la turbina. Tanto la relación de velocidad de punta de pala como el ángulo de pitch deben ser mantenidos lo más cerca posible a su valor óptimo: $C_P(\lambda_o, \beta_o) = C_{P_{max}}$. De haber una consigna de potencia menor a la potencia nominal de la turbina, se pasa a trabajar a potencia constante cuando este límite es alcanzado.
- Región 2: La región 2 es una combinación entre la clásica región 2 y la nueva región de limitación de potencia. Así, en esta región no sólo cambia el rango de velocidades sino que también cambian los objetivos de control de la turbina.
- Región 3: En esta región se sigue teniendo como objetivo la regulación de la velocidad de rotación, pero también se agrega el objetivo de regulación de potencia. Para cumplir con estos dos objetivos es necesario extender esta región de operación, y por lo tanto la región de operación del controlador de pitch y la compensación AW.

Considerando la estrategia de control de la Fig. 1, en la región 3, no se puede establecer una correspondencia uno a uno entre los valores \bar{V} , $\bar{\Omega}_r$, y el ángulo de pitch $\bar{\beta}$. Por lo tanto, es necesario incluir un nuevo parámetro de tabulación, y así el sistema LPV puede ser parametrizado por $\theta = [\bar{\beta}, \Delta_p]$, donde Δ_p es la relación entre la potencia de referencia y la potencia nominal de la turbina.

Modos posibles de funcionamiento

La capacidad de regular potencia expande las posibilidades de funcionamiento de la turbina [3]. En la Fig. 1 se puede ver una representación de las nuevas posibilidades: generación a potencia constante, generación con reserva, limitación del gradiente de potencia, generación de potencia con balance y soporte de frecuencia.

Algunos modos se pueden conseguir directamente con la misma configuración que se propone. Otros requieren de la incorporación de un controlador que fije la referencia de potencia para poder cumplir con los objetivos. Por ejemplo, los primeros cuatro mencionados se pueden cumplir con la propuesta realizada. Para el restante, hace falta incorporar un controlador que fije la referencia de potencia para cumplir con el objetivo deseado. Aquí se mostrarán resultados para el segundo y tercer caso.

Cabe aclarar que en la etapa de regulación de potencia, sin perder de vista la potencia reactiva, el control de la electrónica de potencia asociada al control del generador es también muy importante. Aquí, por una cuestión de objetivos y extensión, estos temas no son tratados.

DISEÑO DEL CONTROLADOR CON ANTI-WINDUP LPV

La Fig. 2 muestra la estructura de dos controladores utilizada en este trabajo. La velocidad de rotación de la turbina es controlada por medio del par del generador bajo condiciones de baja velocidad de viento y por medio del ángulo de pitch y el par del generador en la región de alta velocidad de viento. Para velocidades de viento por debajo de la nominal, al igual que en los controles implementados en las turbinas eólicas comerciales, una tabla de look-up (LUT) genera la curva de referencia de par estático para la máxima captura de energía siempre que la potencia de referencia sea la potencia nominal de la turbina. En la región de alta velocidad, el controlador de pitch regula la velocidad de rotación a su valor nominal Ω_N para diferentes valores de par. Este actuador sólo está activo en la región de alta velocidad, ya que en la región de baja velocidad está saturado a su límite inferior. Para evitar comportamientos indeseables en la región de transición, se incorpora un compensador anti-windup LPV al sistema de control.

Tanto el controlador de pitch como el compensador anti-windup son diseñados mediante técnicas LPV. Ambos controladores (pitch y anti-windup) pueden ser tabulados usando las mismas ganancias de tabulación, resultando en una implementación simple del controlador, con garantías de estabilidad y performance. Como se puede observar de la Fig. 2, el algoritmo anti-windup actúa tanto en la entrada como en la salida del controlador proveyendo un grado de libertad adicional, que puede ser explotado para mejorar la performance de diseños anti-windup clásicos. Debido a que el algoritmo anti-windup es diseñado en el marco LPV, el mismo resulta de un proceso de optimización para cumplir con las especificaciones en la región de transición.

El esquema de control propuesto da lugar a un diseño en dos pasos. Primero se diseña el controlador de pitch sin tener en cuenta la saturación del actuador. Luego, en el segundo paso, se diseña la compensación anti-windup para asegurar una transición correcta de la región 1 a la región 3.

Diseño del controlador de pitch

El diseño del controlador de pitch sigue los lineamientos en [4] pero teniendo en cuenta la incorporación del nuevo parámetro y la región extendida. Los pesos de performance para arribar a un diseño con performance adecuada son:

$$W_e(s) = 2,5, \quad W_u(s) = 0,015 \frac{s/3,5 + 1}{s/350 + 1}.$$

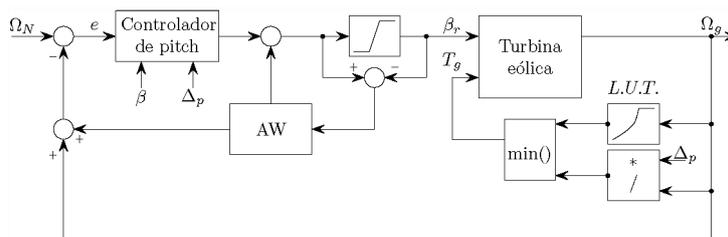


Figura 2: Esquema de control utilizado.

Esta elección asegura buena regulación de la velocidad con baja actividad de pitch. También provee robustez contra la dinámica no modelada de la turbina eólica considerada en el programa FAST. El espacio del parámetro Θ fue grillado en 120 puntos, 15 a lo largo del intervalo de 0 a 30° (β) y 8 a lo largo del intervalo 30 a 100 % (Δ_p). Al igual que antes, los problemas de optimización para obtener tanto el controlador de pitch LPV como el compensador anti-windup fueron resueltos con Sedumi [5] y YALMIP [6].

RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Las simulaciones para validar la respuesta del controlador se realizan con una turbina eólica de 5 MW [7]. La región de operación corresponde a la mostrada en la Fig. 1. Las simulaciones se realizaron en el entorno de software *Matlab*[®]/*Simulink*[®]/*FAST*[®].

Se simularon dos escenarios. El primer escenario, Fig. 3 izquierda, corresponde a un perfil de viento realista de 10 minutos de duración. En el primer cuadro se puede apreciar la variación de la velocidad del viento a la altura de la nariz de la turbina. Se muestran tanto el caso de generación del 100 % de la potencia disponible como el caso de generación con reserva de potencia del 50 %. De la figura se puede observar que se obtiene una buena regulación de velocidad y potencia, con baja actividad de pitch, y con sobrepaso de velocidad aceptable. Al igual que en los casos anteriores se muestra también el par del generador para poder comparar las diferencias entre ambos casos. En este caso, la potencia disponible en el viento es promediada para evitar cambios bruscos de la referencia de potencia.

En el segundo escenario, Fig. 3 derecha, se muestra la capacidad del control de limitar la velocidad de cambio en la potencia generada que es una de las especificaciones claves de la operación de red. Para esto se corrió una simulación con un perfil de viento creciente, pero ahora usando como referencia la potencia disponible en el viento filtrada (de forma similar a lo realizado con el perfil realista de viento), para evitar altas velocidades de cambio. Con la finalidad de poner en evidencia el funcionamiento, se lo compara con un caso sin limitación de velocidad de crecimiento donde la referencia de potencia no fija ningún tipo de limitación y la potencia de salida depende exclusivamente del perfil de viento y la inercia de la turbina. Como se puede observar, se consigue una velocidad de cambio menor a la fijada por la propia inercia de la turbina, logrando también un par más suave en el eje.

CONCLUSIONES

Se propuso la extensión de la región clásica de operación de una turbina eólica con el objetivo de conseguir Control Activo de Potencia. El objetivo fue operar sobre la curva clásica de funcionamiento mientras no se presenten otros requisitos. Cuando la referencia es menor que la potencia nominal de la turbina, el sistema pasa a regular la potencia de salida de la turbina. Se simularon dos escenarios en el entorno *Matlab*[®]/*Simulink*[®]/*FAST*[®]. Uno con un perfil de viento realista y otro con un perfil propuesto en la norma IEC. Los resultados obtenidos son satisfactorios, obteniéndose buena regulación de velocidad con baja actividad de pitch y un buen control de potencia.

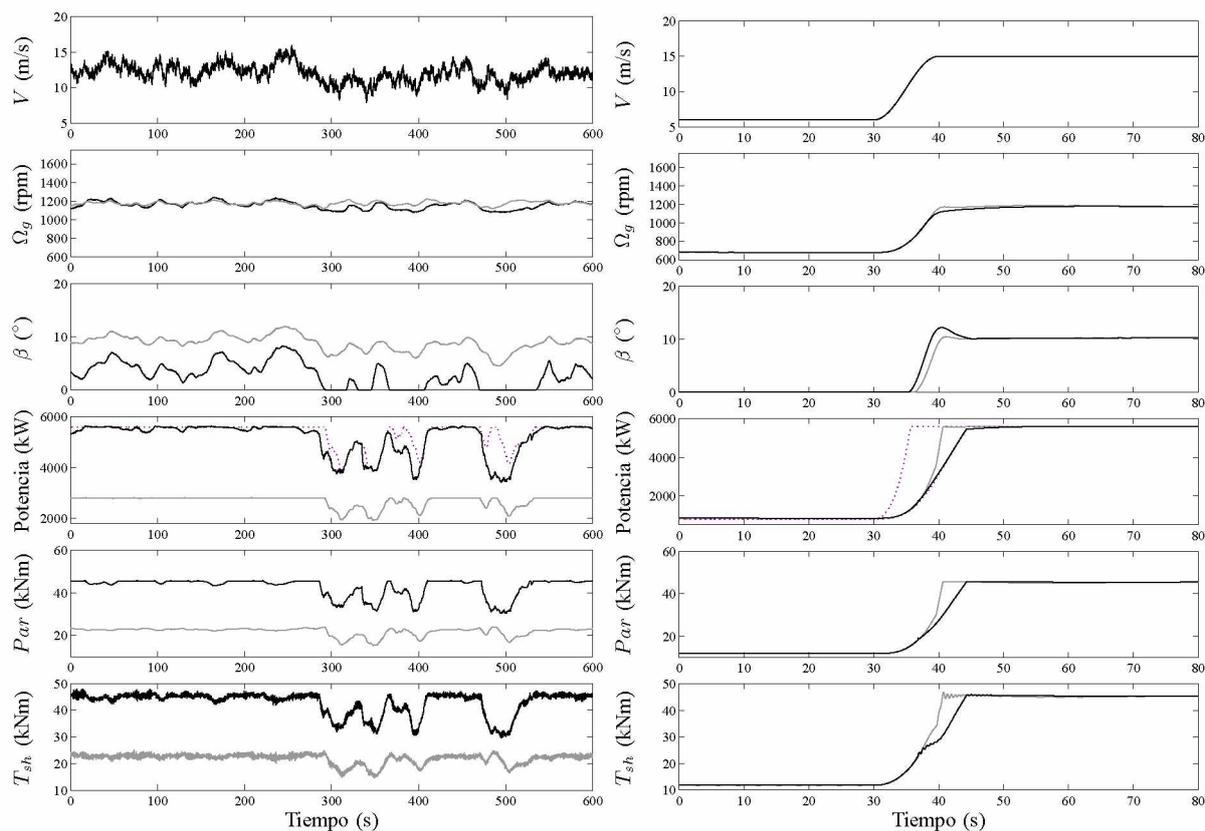


Figura 3: Respuesta del sistema a lazo cerrado. Izq.: Perfil de viento realista. Líneas negras: 100 % de la potencia disponible, líneas grises: 50 % de la potencia disponible. Der.: Perfil de viento creciente con limitación de velocidad de cambio en la potencia. Líneas grises: 100 % de la potencia nominal, líneas negras: 100 % de la potencia nominal con limitación de crecimiento. Línea de puntos: potencia promediada e instantánea disponible para esta turbina.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue financiado por proyectos de la ANPCyT (PICT 2012-0037), CONICET (PIP 112-2011-01-00361) y la UNLP (Proyecto 11/1164).

REFERENCIAS

- [1] "NWTC computer-aided engineering tools (FAST by J. Jonkman, Ph.D.)." <http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/fast/>. Last modified 27-February-2013; accessed 26-August-2013.
- [2] Østegaard, K. Z. and Stoustrup, J. and Brath, P., "Linear parameter varying control of wind turbines covering both partial load and full load conditions," *Int. J. Robust Nonlin.*, vol. 19, pp. 92–116, 2008.
- [3] H. De Battista, R. Mantz, and F. Bianchi, *Wind Turbines: Types, Economics and Development*, ch. Control strategies for modern high-power wind turbines., pp. 277–312. Nova, 2011.
- [4] F. Inthamoussou, F. Bianchi, H. De Battista, and R. Mantz, "Lpv wind turbine control with anti-windup features covering the complete wind speed range," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 259–266, March 2014.
- [5] J. Sturm, "Using SeDuMi 1.02, a Matlab toolbox for optimization over symmetric cones," *Optim. Method Softw.*, vol. 11-12, pp. 625–653, 1999.
- [6] J. Löfberg, "YALMIP: a toolbox for modeling and optimization in MATLAB," in *Proc. of the CACSD Conference*, (Taipei, Taiwan), 2004.
- [7] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development," technical report, NREL, 2009.