

CONTROL LPV ROBUSTO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDAD VARIABLE

Fernando Bianchi¹

Hernán De Battista²

Ricardo Mantz³

*LEICI, Fac. de Ingeniería, Univ. Nacional de La Plata,
CC 91, 1900 La Plata, Argentina.*

Resumen: La integración de grandes granjas eólicas a las redes eléctricas es un problema de gran actualidad. Las nuevas normas que regulan la conexión a red de los sistemas de generación eólica demandan mayor flexibilidad en el control de las turbinas. Este trabajo se enfoca sobre las turbinas de velocidad y paso variables. El objetivo es el control de la potencia producida y la velocidad de rotación. Con este fin, el comportamiento dinámico de la turbina a lo largo de toda su región de operación es analizado en detalle. Luego, un controlador multivariable robusto del tipo gain-scheduling es diseñado sobre la base de la teoría de los sistemas lineales con parámetros variantes en el tiempo (LPV). Las prestaciones del controlador propuesto son evaluadas mediante simulaciones numéricas obtenidas con perfiles realistas de velocidad de viento y de demanda de potencia.

Palabras claves: Energía eólica, control de potencia, gain scheduling, sistemas LPV.

1. INTRODUCCIÓN

A medida que la penetración de la energía eólica en el mercado eléctrico se incrementa, las especificaciones técnicas para la conexión de granjas a las redes eléctricas se vuelven más exigentes (Zavadil *et al.*, 2005; EWEA, 2005; AWEA, 2005; FERC, 2005). Es más, se espera que las granjas eólicas compartan algunas de las tareas actualmente desempeñadas por los sistemas de generación convencionales, a saber control de tensión y frecuencia, estabilidad de la red, etc (Hughes *et al.*, 2005; Rudion *et al.*, 2005). Con estos propósitos, las granjas deben exhibir alta flexibilidad de control tanto de la potencia activa como reactiva (Tapia *et al.*, 2004). La idea predominante en la actualidad es la de tener un sistema de control de dos niveles. Por un lado, un control centralizado de la granja ocupado en cumplir con los requerimientos de potencia del operador del sistema de transmisión (Hansen *et al.*, 2006; Jensen, 2002). Debe realizar una estimación de la potencia disponible en la granja y es-

tablecer las referencias de potencia de las turbinas. Por otro lado, los controladores individuales o descentralizados deben ser diseñados para seguir estas referencias de potencia y al mismo tiempo tener en cuenta otros requerimientos propios de las turbinas como reducción de cargas aerodinámicas, etc. En consecuencia, la regulaciones para las granjas eólicas se traducen en nuevas especificaciones para la operación de las turbinas eólicas. Por ejemplo, las turbinas pueden ser controladas para regular la captura de potencia por debajo de la nominal (control de balance), para limitar la producción de manera que exista una dada reserva de potencia disponible (control delta), para limitar la velocidad de cambio de la potencia producida (control de gradiente), etc (EWEA, 2005; Hansen *et al.*, 2006). Estas nuevas especificaciones aumentan significativamente la cantidad de puntos de operación posibles con respecto a la estrategia de control convencional consistente en maximizar la captura de energía dentro de los límites de seguridad (Burton *et al.*, 2001; Ackermann, 2005).

El comportamiento dinámico de las turbinas eólicas varía fuertemente a lo largo de su región de operación, particularmente por encima de la ve-

¹ UNLP-CONICET

² UNLP-CONICET

³ UNLP-CICpBA

locidad de viento nominal la aerodinamia exhibe fuertes no linealidades con respecto al ángulo de paso (Leithead and Connor, 2000). Consecuentemente, controladores de alta prestación requieren necesariamente adaptarse continuamente a los cambios dinámicos experimentados por la turbina. Por esta razón son ampliamente empleados los controladores de ganancia programada o ‘gain scheduling’ (Leithead and Connor, 2000; Bianchi *et al.*, 2006; Bianchi *et al.*, 2005; Leith and Leithead, 1996). Una de las propiedades más atractivas de este enfoque es que el controlador puede ser diseñado empleando las herramientas de la teoría de sistemas lineales. Más recientemente, la teoría de sistemas lineales de parámetros variantes ha permitido reformular el clásico problema de gain scheduling. Actualmente el diseño del controlador puede ser planteado como un problema de optimización que es resuelto empleando LMIs (Wu *et al.*, 1996; Apkarian and Adams, 1998). Este enfoque permite resolver problemas de control multivariable y con incertidumbres con poca complejidad adicional.

Este trabajo trata el control de las turbinas de velocidad y paso variables con el objetivo de cumplir con las nuevas especificaciones para las granjas eólicas. Se presta especial atención a la operación por encima de la velocidad de viento nominal, lo que demanda tanto control del par del generador como del ángulo de paso de las palas. En la próxima sección se describe el sistema de conversión de energía considerado como así también la estrategia de control convencional. En la sección 3, esta estrategia de control es rediseñada para cumplir con posibles requerimientos impuestos por el control centralizado. En la sección 4 se obtiene un modelo dinámico y se analiza su evolución a lo largo de la región de operación. En la sección 5 se presenta el procedimiento de diseño de un controlador LPV multivariable robusto para la turbina. Este controlador es evaluado en la sección 6 en presencia de turbulencia en el viento y de incertidumbre en parámetros y modelo.

2. SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Las turbinas modernas de alta potencia están constituidas comúnmente por un generador de inducción doblemente excitado. Esta configuración es mostrada en la Fig. 1. El convertidor de frecuencia conectado entre los bobinados rotóricos y la red está compuesto por dos convertidores que comparten un bus de continua. Usualmente el convertidor del lado de la máquina controla de manera independiente las potencias activa y reactiva mientras que el convertidor del lado de red regula la tensión del bus.

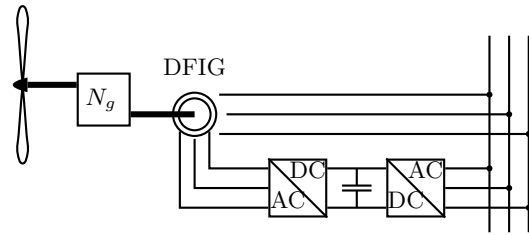


Fig. 1: Turbina eólica con generador de inducción doblemente excitado

La potencia P_r extraída por una turbina eólica de radio R a un flujo de aire de velocidad V y densidad ρ es

$$P_r = \frac{1}{2} \pi R^2 \rho C_P(\lambda, \beta) V^3, \quad (1)$$

donde C_P describe la aerodinámica de la turbina. Este coeficiente de potencia es una función no lineal del ángulo de paso β y del radio de velocidades $\lambda = R\Omega_r/V$, siendo Ω_r la velocidad de rotación. Este coeficiente adopta su máximo $C_{P_{\max}}$ en $(\lambda_{\text{opt}}, \beta_{\text{opt}})$. El control de las turbinas eólicas apunta en primer lugar a reducir el costo de la energía producida. Con ese fin, la velocidad de rotación y/o el ángulo de paso son continuamente ajustados para maximizar la potencia capturada al tiempo que se mantiene a la turbina operando en condiciones seguras. La Fig. 2 muestra la estrategia de control convencional de una turbina eólica de velocidad y paso variable. En bajas velocidades de viento, y con el objetivo de maximizar el rendimiento de conversión, la velocidad de rotación se incrementa proporcionalmente con el viento de manera tal de mantener la relación óptima de velocidades λ_{opt} , mientras que el ángulo de paso se mantiene constante en β_{opt} . Esto se refleja en la Fig. 2 como una curva parabólica en el plano par-velocidad, llamada curva de $C_{P_{\max}}$. Por el otro lado, para velocidades de viento mayores que el nominal ($V > V_N$), el ángulo de paso de las palas es controlado para operar a la turbina en el punto C correspondiente a la velocidad nominal Ω_N y la potencia nominal P_N (y por ende al par nominal T_N). Puede observarse que la operación a lo largo de la curva de $C_{P_{\max}}$ está limitada por la velocidad nominal de la máquina. Una variedad de estrategias de transición entre el seguimiento de la curva de máxima potencia y la regulación a la potencia nominal han sido propuestas (ver por ejemplo las transiciones a lo largo del segmento $B-C$ o a lo largo de $B'-B''-C$) (Bossanyi, 2000). Este asunto ha sido ampliamente tratado en la literatura por lo que no es abordado en este trabajo. Por el contrario, aquí se pone especial énfasis en la operación a altas velocidades de viento donde el problema de control se hace multivariable.

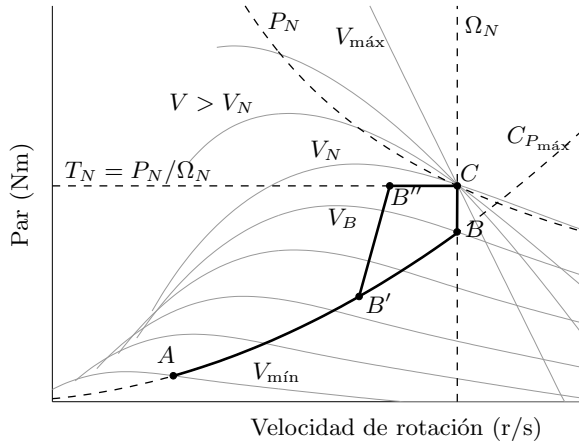


Fig. 2: Estrategia de control convencional

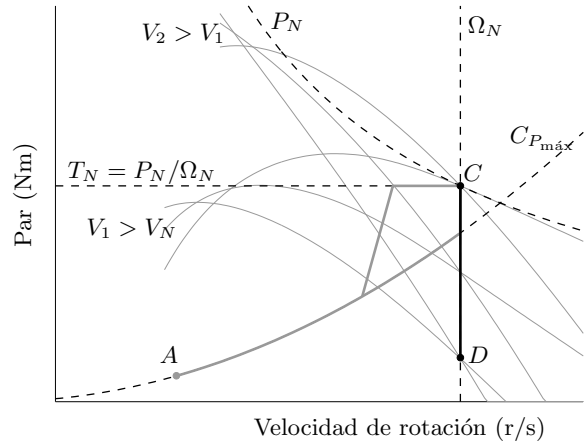


Fig. 3: Estrategia de control para regulación de potencia entre 20% y 100% del valor nominal

3. ESTRATEGIA DE CONTROL PARA LAS NUEVAS ESPECIFICACIONES

Como se mencionó anteriormente, la estrategia de control convencional para vientos mayores al nominal consiste en operar la turbina en el punto C . Sin embargo, en regiones con alta penetración de la energía eólica es necesario controlar la producción de potencia de manera diferente. Por ejemplo, la referencia de potencia puede ser variada en un rango entre el 20% y el 100% de la potencia nominal y el gradiente de potencia puede estar limitado entre $\pm 10\%$ y $\pm 100\%$ de la potencia nominal por minuto (ELKRAFT Systems and ELTRA, 2004). Básicamente, en turbinas de velocidad y paso variable, la eficiencia de conversión de potencia por encima de la velocidad nominal puede ser controlada incrementando el ángulo de paso al tiempo que la velocidad de rotación se mantiene en estado estacionario en torno a su valor nominal. Así, la región de operación de la turbina eólica se extiende a lo largo del segmento $C-D$ como es mostrado en la Fig. 3. Ahora, el ángulo de paso no es sólo determinado por la velocidad de viento sino también por la demanda de potencia.

Si bien las estrategias de control son típicamente representadas en el plano par - velocidad de rotación, esta representación no es la más adecuada para describir la operación a velocidades de viento mayores a la nominal. Un escenario más adecuado es representar la estrategia de control sobre el plano $C_P-\lambda-\beta$ tal como lo muestra la Fig. 4.

El punto donde esta función toma su máximo valor, indicado con $C_{P_{máx}}$, representa la operación de la turbina a lo largo de la curva de máxima potencia de la Fig. 2. El punto N representa el punto nominal de operación de la turbina, es decir es el punto de operación a velocidad de viento, velocidad de rotación y potencia nominales. Las coordenadas de este punto satisfacen $C_{P_N} < C_{P_{máx}}$,

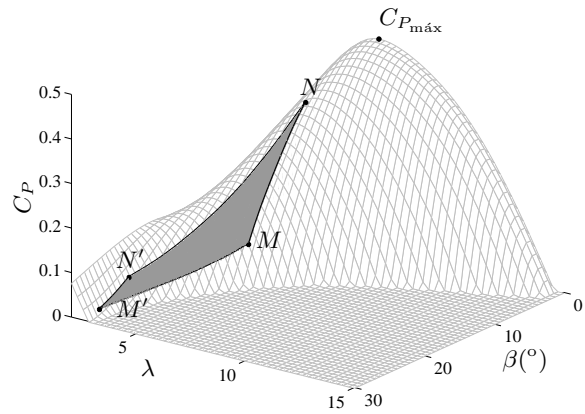


Fig. 4: Estrategia de control por encima de V_N en el espacio $C_P-\lambda-\beta$

$\lambda_N < \lambda_{opt}$, y $\beta_N = \beta_{opt}$. La línea $N-N'$ representa la operación a potencia y velocidad de rotación nominales con vientos mayores al nominal y hasta la velocidad de corte. Esta línea se corresponde con el punto C de la Fig. 3. Similarmente, para el mismo rango de velocidades de viento, la línea $M-M'$ representa la operación a velocidad de rotación nominal y al 20% de la potencia nominal. Esta línea se corresponde con el punto D de la Fig. 3. Por otro lado, las líneas $N-M$ y $N'-M'$ son las regiones de operación a velocidad de viento nominal y máximo, respectivamente. Naturalmente, el área delimitada por estas líneas representa el conjunto de todos los posibles puntos de operación de la turbina por encima de la velocidad de viento nominal. Es evidente que el ángulo de paso requerido para regular la potencia aumenta a medida que el viento aumenta y la referencia de potencia disminuye, pudiendo exceder su valor límite $\beta_{máx}$, lo cual impone restricciones sobre la capacidad de regulación de la turbina. Esta limitación debe ser tenida en cuenta por el control centralizado de la granja a la hora de establecer las referencias de potencia para cada turbina.

Tabla 1: Parámetros y variables del modelo referidos al lado de baja velocidad

Símbolo	Descripción
Ω_r	Velocidad de giro de las palas
Ω_g	Velocidad de giro del generador
θ_s	Torsión del sistema de transmisión
T_r	Par aerodinámico
T_g	Par del generador
J_r	Inercia de la turbina
J_g	Inercia del generador
K_s	Rigidez de la transmisión
B_s	Amortiguamiento de la transmisión

4. ANÁLISIS DINÁMICO SOBRE LA REGIÓN DE OPERACIÓN

Dado que la dinámica dominante recae sobre la parte mecánica del sistema, es usual considerar a la turbina como una estructura flexible sometida a fuerzas externas producidas por el flujo de aire y por el generador. A los efectos de diseño del controlador, es suficiente considerar el primer modo de oscilación del sistema de transmisión, el cual es modelizado como sigue:

$$\begin{bmatrix} \dot{\theta}_s \\ \dot{\Omega}_r \\ \dot{\Omega}_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ \frac{K_s}{J_r} & -\frac{B_s}{J_r} & \frac{B_s}{J_r} \\ \frac{K_s}{J_g} & \frac{B_s}{J_g} & -\frac{B_s}{J_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_s \\ \Omega_r \\ \Omega_g \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{T_r}{J_r} \\ -\frac{T_g}{J_g} \end{bmatrix} \quad (2)$$

donde T_r y T_g son el par aerodinámico y el par de reacción del generador, respectivamente. Las variables y parámetros del modelo se listan en Tabla 1.

El par T_r desarrollado por el flujo de aire es una función no lineal de la velocidad del viento, de la velocidad de rotación de las palas y del ángulo de paso. Es usualmente expresado en la siguiente forma:

$$T_r = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 C_T(\lambda, \beta) V^2, \quad (3)$$

donde $C_T(\lambda, \beta) = C_P(\lambda, \beta)/\lambda$ es el coeficiente de par de la turbina. A fin de evaluar el comportamiento dinámico alrededor de un punto de operación de la estrategia de control, (3) se linealiza como sigue:

$$\hat{T}_r = -B_r(\bar{V}, \bar{\beta}) \cdot \hat{\Omega}_r + k_v(\bar{V}, \bar{\beta}) \cdot v + k_\beta(\bar{V}, \bar{\beta}) \cdot \hat{\beta}, \quad (4)$$

donde los símbolos $\bar{\cdot}$ y $\hat{\cdot}$ significan ‘valor en el punto de operación’ y ‘desviación alrededor el punto de operación’, respectivamente. La variable v es la componente de turbulencia de la velocidad de viento V . El coeficiente B_r denota el amortiguamiento aerodinámico propio de la turbina, mientras que los coeficientes k_v y k_β representan

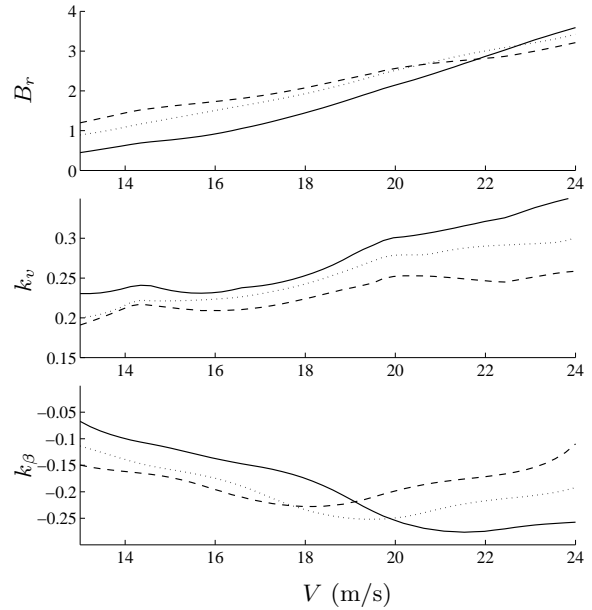


Fig. 5: Evolución de los coeficientes B_r , k_v y k_β para $V > V_N$ y para 100% (continuo), 50% (punteado), 20% (rayado) de la P_N

la sensibilidad del par aerodinámico a la turbulencia y a variaciones del ángulo de paso, respectivamente. Las expresiones para estos coeficientes como funciones del punto de operación (o.p.) son

$$\begin{aligned} B_r(\bar{V}, \bar{\beta}) &= \frac{\partial T_r}{\partial \Omega_r} \Big|_{\text{o.p.}} = -\frac{\bar{T}}{\bar{\Omega}} \left(\frac{1 - \partial C_P / \partial \lambda}{C_P / \lambda} \Big|_{\text{o.p.}} \right) \\ k_v(\bar{V}, \bar{\beta}) &= \frac{\partial T_r}{\partial V} \Big|_{\text{o.p.}} = \frac{\bar{T}}{\bar{V}} \left(3 - \frac{\partial C_P / \partial \lambda}{C_P / \lambda} \Big|_{\text{o.p.}} \right) \\ k_\beta(\bar{V}, \bar{\beta}) &= \frac{\partial T_r}{\partial \beta} \Big|_{\text{o.p.}} = \frac{\bar{T}}{\bar{\beta}} \frac{\partial C_P / \partial \beta}{C_P / \beta} \Big|_{\text{o.p.}} \end{aligned} \quad (5)$$

Dado que $\bar{\Omega} = \Omega_N$ a lo largo de toda la estrategia de control para $V > V_N$, los coeficientes quedan unívocamente determinados por \bar{V} y $\bar{\beta}$.

La Fig. 5 muestra la variación de estos coeficientes con la velocidad media de viento para diferentes valores de potencia. El amortiguamiento intrínseco adopta valores bajos sobre toda la región de operación y es insuficiente para atenuar el modo de vibración por lo que amortiguamiento extra debe ser inyectado al sistema. La ganancia k_v aumenta con \bar{V} y decrece con $\bar{\beta}$. La ganancia k_β adopta valores bajos alrededor del punto nominal de operación lo que pone en evidencia algunos problemas de controlabilidad. Algo similar sucede para referencias de potencia muy bajas y velocidades de viento extremadamente altas.

El servomecanismo que manipula el ángulo de paso de las palas puede ser modelizado como un sistema dinámico de primer orden con saturación de amplitud y de velocidad (Fig. 6). El compor-

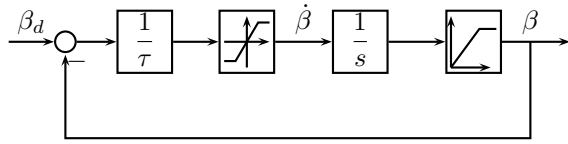


Fig. 6: Modelo del actuador del ángulo de paso

tamiento dinámico en la región lineal queda gobernado por la ecuación diferencial

$$\dot{\beta} = \frac{1}{\tau}(\beta_d - \beta), \quad (6)$$

donde β es el ángulo de paso real y β_d es la señal de comando del actuador. Típicamente β puede ser variado entre -2° y 30° (limitando el rango de operación) y la velocidad de cambio está limitada a $\pm 10^\circ/\text{s}$ (pudiendo saturar en regiones de baja sensibilidad k_β). Estas restricciones deben ser tenidas en cuenta a la hora del diseño del controlador.

El comportamiento del generador eléctrico es descrito por su característica de par – velocidad estática, la cual puede ser aproximada linealmente:

$$T_g = B_g(\Omega_g - \Omega_z), \quad (7)$$

donde la velocidad de par nulo Ω_z es gobernada por el control PWM del convertidor electrónico del lado del rotor de la máquina. Esta variable puede ser considerada como la entrada de control del sistema electromecánico.

5. CONTROLADOR LPV

A comienzos de la década de los 90s, Shamma y Athans (Shamma and Athans, 1991) definieron los sistemas lineales con parámetros variantes en el tiempo. La teoría desarrollada a partir de ellos, además de proveer un marco más formal para la síntesis de controladores gain scheduling, simplifica el diseño que puede ser planteado como un problema de optimización convexa con LMIs (Wu *et al.*, 1996; Apkarian and Adams, 1998). En muchos aspectos, el diseño del controlador sigue un procedimiento similar al del control \mathcal{H}_∞ , con la diferencia que el controlador resultante es ahora dependiente de los parámetros variantes.

En esta sección se deriva un modelo LPV de la turbina eólica y se procede luego al diseño de un controlador robusto multivariable.

5.1. Modelo LPV

Los modelos LPV describen la dinámica de los sistemas mediante ecuaciones de la forma

$$G : \begin{cases} \dot{\chi} = \mathcal{A}(p)\chi + \mathcal{B}(p)u + \mathcal{B}_w(p)w \\ \psi = \mathcal{C}(p)\chi + \mathcal{D}(p)u \end{cases} \quad (8)$$

donde $\mathcal{A}(\cdot)$, $\mathcal{B}_w(\cdot)$, $\mathcal{B}(\cdot)$, $\mathcal{C}(\cdot)$ y $\mathcal{D}(\cdot)$ son funciones matriciales continuas del vector de parámetros variantes en el tiempo $p(t)$ que toma valores en un conjunto acotado \mathcal{P} .

Incorporando la dinámica del actuador del ángulo de paso (6) al modelo del sistema de transmisión (2), y reemplazando T_r y T_g con (4) y (7), la dinámica de todo el sistema puede expresarse de la forma (8) donde

$$\chi = [\hat{\theta}_s \quad \hat{\Omega}_r \quad \hat{\Omega}_g \quad \hat{\beta}]^T,$$

$$u = [\hat{\beta}_d \quad \hat{\Omega}_z]^T,$$

$$w = v,$$

$$\psi = [\hat{\Omega}_g \quad \hat{T}_g]^T,$$

$$p = [\bar{V} \quad \bar{\beta}]^T.$$

Las entradas en el modelo son la turbulencia v , la cual es considerada una perturbación, y β_d y Ω_z que conforman el vector de control u . Las variables de salida son la velocidad Ω_g y el par T_g del generador. El vector de parámetros p es el conjunto de variables que definen el punto de operación de la turbina.

Las matrices del modelo son

$$\mathcal{A} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 & 0 \\ -\frac{K_s}{J_r} & -\frac{B_r + B_s}{J_r} & \frac{B_s}{J_r} & \frac{k_\beta}{J_r} \\ \frac{K_s}{J_g} & \frac{B_s}{J_g} & -\frac{B_s + B_g}{J_g} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{\tau} \end{bmatrix},$$

$$\mathcal{B} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{B_g}{J_g} \\ \frac{1}{\tau} & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathcal{B}_w = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{k_v}{J_r} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix},$$

$$\mathcal{C} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & B_g & 0 \end{bmatrix}, \quad \mathcal{D} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -B_g \end{bmatrix},$$

donde la dependencia de B_r , k_β y k_v con p es omitida por brevedad.

Finalmente, para completar el modelo LPV, se debe especificar la región \mathcal{P} . La misma es obtenida a partir de la Fig. 4 proyectando el área sombreada sobre el plano λ - β y haciendo la transformación $V = R\Omega_N/\lambda$. Esta región es representada en la Fig. 7.

5.2. Planteo y diseño del controlador LPV

La Fig. 8 muestra el diagrama en bloques del sistema de control. En este trabajo, se propone un esquema de control multivariable, el cual presenta algunas ventajas en comparación con el control

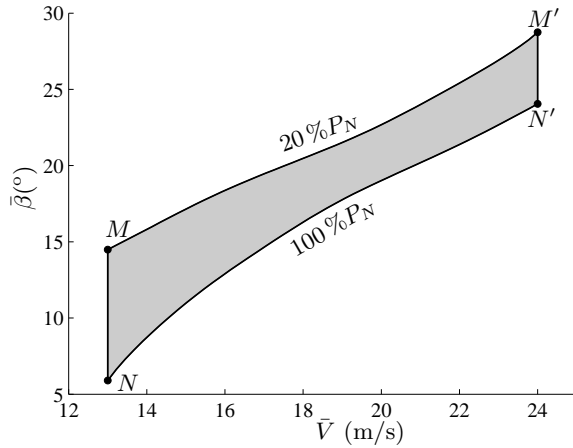


Fig. 7: Región de parámetros \mathcal{P}

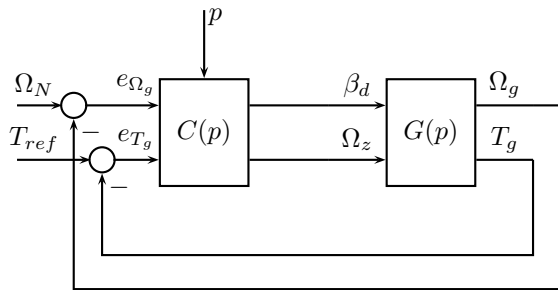


Fig. 8: Esquema de control multivariable

descentralizado típicamente empleado. En efecto, los grados adicionales de libertad del controlador multivariable pueden ser aprovechados por el algoritmo de optimización para llegar a un mejor compromiso entre regulación de potencia y actividad del actuador del ángulo de paso.

El diseño de controladores LPV tiene muchas similitudes con el control \mathcal{H}_∞ de sistemas lineales. El problema de control es planteado en términos de la minimización de la norma inducida de un operador entrada – salida $T_{zw} : w \rightarrow z$ que representa los objetivos de control. Consecuentemente, el primer paso consiste en identificar la entrada w llamada perturbación, y la salida de performance z que incluye variables de control y controladas. Luego, se seleccionan funciones de peso y modelos de incertidumbre. Con todo se obtiene la planta aumentada.

La Fig. 9 muestra la planta aumentada para el esquema de control de la Fig. 8. La turbulencia junto con las entradas de incertidumbre u_Δ conforman la entrada w a la planta aumentada. La salida de performance es obtenida haciendo pasar las señales de control $u = [\hat{\beta}_d \ \hat{\Omega}_z]^T$ y las variables controladas $\psi = [\hat{\Omega}_g \ \hat{T}_g]^T$ por las funciones de peso $W_u(s)$ y $W_e(s)M(s)$, respectivamente. La factorización en dos funciones separadas $W_e(s)$ y

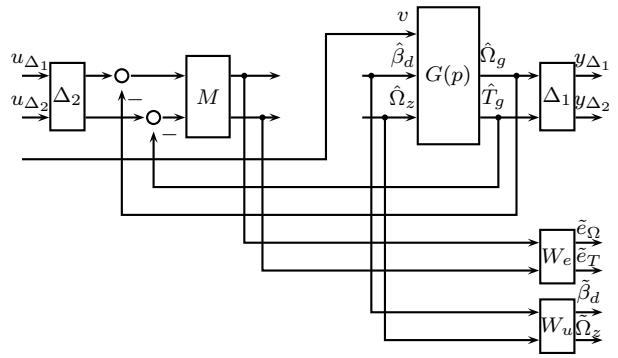


Fig. 9: Planta aumentada para la síntesis de un controlador robusto

$M(s)$ obedece a condiciones de estabilizabilidad de la planta. Expresiones apropiadas para las funciones de peso son

$$W_e(s)M(s) = \begin{bmatrix} k_{we1} & 0 \\ 0 & k_{we2} \end{bmatrix} \frac{s/100 + 1}{s},$$

$$W_u(s) = \begin{bmatrix} \frac{s}{0,1\omega_{u1}} + 1 & 0 \\ k_{wu1} \frac{s}{10\omega_{u1}} + 1 & \frac{s}{k_{wu2} \frac{s}{0,1\omega_{u2}} + 1} \\ 0 & \frac{s}{10\omega_{u2}} + 1 \end{bmatrix}. \quad (9)$$

La matriz $W_e(s)M(s)$ refuerza la importancia de las componentes de baja frecuencia del error de salida. El polo en el origen asegura acción integral del controlador. La entrada (1,1) penaliza el error de velocidad mientras que la (2,2) penaliza el error de par. El cociente entre las ganancias k_{we1} y k_{we2} establece la pendiente incremental de la característica par-velocidad del generador. Por otro lado $W_u(s)$ penaliza el esfuerzo de control, tanto las variaciones rápidas del ángulo de paso (entrada (1,1)) como del par del generador (entrada (2,2)).

Tanto la incertidumbre de parámetros, especialmente en B_r y k_β , como los errores de modelo de alta frecuencia pueden ser cubiertos con incertidumbre dinámica. En la Fig. 9 se adopta una representación multiplicativa con funciones de peso

$$\Delta_1 = I_2, \quad \Delta_2 = 0,1 \frac{s/5 + 1}{s/500 + 1} I_2, \quad (10)$$

Estas funciones de peso consideran un error del 10% en baja frecuencia e imponen una cota superior en el ancho de banda de $50r/s$.

La planta aumentada es un sistema LPV

$$\tilde{G} : \begin{cases} \dot{x} = A(p)x + B_1(p)w + B_2u \\ z = C_1x + D_{11}w + D_{12}u \end{cases} \quad (11)$$

donde las matrices se obtienen directamente a partir del modelo LPV de la planta (8) y de las funciones de peso (9). Es interesante notar que la planta aumentada es afín en $B_r(p)$, $k_v(p)$ y $k_\beta(p)$. Es decir, si se definen las funciones

$$\begin{aligned}\phi_0(p(t)) &= 1, \\ \phi_1(p(t)) &= B_r(p(t)), \\ \phi_2(p(t)) &= k_v(p(t)), \\ \phi_3(p(t)) &= k_\beta(p(t)),\end{aligned}\quad (12)$$

las matrices dependientes de los parámetros $A(p)$ y $B_1(p)$ pueden ser expresadas en la forma

$$A(p) = \sum_{i=0}^3 A_i \phi_i(p), \quad B_1(p) = \sum_{i=0}^3 B_{1,i} \phi_i(p),\quad (13)$$

donde las matrices A_i y $B_{1,i}$ son independientes de p . Esta propiedad aprovechada para la síntesis del controlador. En efecto, se propone aquí un controlador LPV

$$C : \begin{cases} \dot{x}_c = A_c(p)x_c + B_c(p)y \\ u = C_c(p)x_c + D_c(p)y \end{cases}\quad (14)$$

afín en las $\phi_i(p)$. Es decir, las matrices del controlador satisfacen

$$A_c(p) = \sum_{i=0}^m \phi_i(p)A_{ci}, \quad B_c(p) = \sum_{i=0}^m \phi_i(p)B_{ci},\quad (15)$$

$$C_c(p) = \sum_{i=0}^m \phi_i(p)C_{ci}, \quad D_c(p) = \sum_{i=0}^m \phi_i(p)D_{ci},\quad (16)$$

donde las matrices constantes A_{ci}, \dots, D_{ci} son calculadas fuera de línea como solución del problema de minimización de la norma inducida del operador $T_{zw} : w \rightarrow z$, es decir resultan del problema de optimización $\|z(t)\|_2 = \int_0^\infty z(t)^T z(t) dt < \gamma \forall \|w(t)\|_2 < 1$ tal como está descrito en (Bianchi *et al.*, 2006).

6. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

En esta sección se presentan algunos resultados numéricos que corroboran la efectividad del controlador propuesto. Se consideró una turbina tripala de 2MW con una inercia total $J_r + J_g = 5,25\text{kgm}^2/\text{s}^2$. Las funciones de peso se sintonizaron de la siguiente manera: $k_{we1} = 0,5$, $k_{we2} = 3$, $k_{wu1} = 2,5$, $k_{wu2} = 0,3$, $\omega_{u1} = 25$ y $\omega_{u2} = 10$. El índice de performance obtenido fue $\gamma \approx 0,97$.

La Fig. 10 muestra la respuesta de la turbina eólica a un perfil de viento realista por encima de la velocidad nominal (Fig. 10a). Inicialmente, la

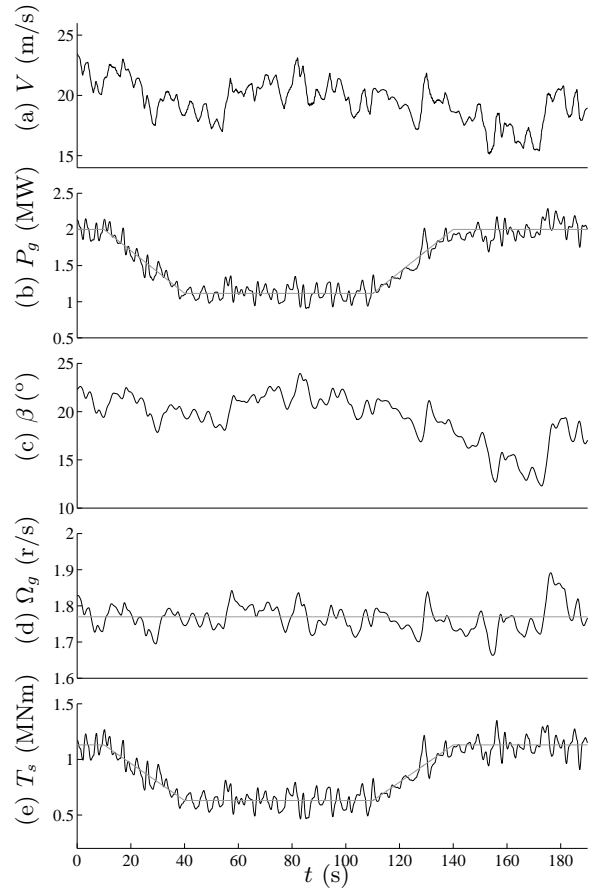


Fig. 10: Respuesta del sistema de lazo cerrado a un perfil de viento turbulento

turbina es controlada para operar a su potencia nominal. Entre $t = 20\text{s}$ y $t = 120\text{s}$ la referencia de potencia es reducida a la mitad al tiempo que su velocidad de cambio es limitada a $\pm 2\text{MW}/\text{minuto}$. La Fig. 10b muestra la evolución de la potencia de salida que sigue efectivamente a su referencia. La Fig. 10c muestra la respuesta del ángulo de paso. A pesar de la turbulencia, el actuador del ángulo de paso actúa siempre en la región lineal. La Fig. 10d muestra cómo la velocidad de rotación fluctúa alrededor de su valor nominal. Esta flexibilidad permite un adecuado amortiguamiento del modo de vibración, lo cual puede ser corroborado en la Fig. 10e donde se representa el par sobre el sistema de transmisión T_s .

7. CONCLUSIONES

Este trabajo se centra en el diseño de controladores robustos para turbinas eólicas capaces de implementar estrategias de seguimiento de demanda de potencia. Primero se aborda la estrategia de control a seguir, es decir se determinan los puntos de operación de la turbina para cada condición de carga y de velocidad de viento. Luego se analiza el comportamiento dinámico de la turbina a lo largo de esa región de operación. Finalmente, se procede a diseñar el controlador. En lugar de de-

sarrollar controladores descentralizados para la velocidad y la potencia, se adoptó un esquema multivariable que provee grados de libertad adicionales aprovechados par atenuar los esfuerzos mecánicos. El diseño del control se realizó en el marco de la teoría de los sistemas lineales de parámetros variables. En este contexto la síntesis del controlador sigue un procedimiento similar al del control \mathcal{H}_∞ . Las simulaciones llevadas a cabo permiten corroborar las habilidades del controlador propuesto para implementar estrategias de regulación de potencia sin excesiva actividad del actuador del ángulo de paso, en presencia de incertidumbres en los parámetros y el modelo.

8. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue financiado por AN-PCyT (PICT 2003 11-14111), CONICET (PIP 5532/05), CICpBA y UNLP.

REFERENCIAS

- Ackermann, T., Ed. (2005). *Wind Power in Power Systems*. John Wiley & Sons Ltd.. Chichester, UK.
- Apkarian, P. and R. Adams (1998). Advanced gain-scheduling techniques for uncertain systems. *IEEE Trans. Contr. Syst. Technol.* **6**(1), 21–32.
- AWEA (2005). Electrical guide to utility scale wind turbines. Technical report. Washington, USA.
- Bianchi, F.D., H. De Battista and R.J. Mantz (2006). *Wind turbine control systems: Principles, modelling and gain scheduling design*. Springer-Verlag London Ltd.. Berlin, Germany.
- Bianchi, F.D., R.J. Mantz and C. Christiansen (2005). Gain scheduling control of variable-speed wind energy conversion systems using quasi-LPV models. *Control Eng. Practice* **13**(2), 247–255.
- Bossanyi, E. (2000). The design of closed loop controllers for wind turbines. *Wind Energy* **3**(3), 149–163.
- Burton, T., D. Sharpe, N. Jenkins and E. Bossanyi (2001). *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Ltd.. New York, USA.
- ELKRAFT Systems and ELTRA (2004). Wind turbines connected to grids with voltages above 100kV. Regulation TF 3.2.5.
- EWEA (2005). Large scale integration of wind energy in the european power supply: analysis, issues and recommendations. Grid Report EWEA 051215.
- FERC (2005). Interconnection for wind energy. Final Rule Docket No. RM05-4-00. Order No. 661.
- Hansen, A.D., P. Sorensen, F. Iov and F. Blaabjerg (2006). Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators. *Renewable Energy* **31**(7), 935–951.
- Hughes, F. M., O. Anaya-Lara, N. Jenkins and G. Strbac (2005). Control of DFIG-based wind generation for power network support. *IEEE Trans. Power Syst.* **20**(4), 1958–1966.
- Jensen, J.K. (2002). Towards a wind energy power plant. Technical Report ELT2002-27. ELTRA.
- Leith, D. and W. Leithead (1996). Appropriate realization of gain scheduled controllers with application to wind turbine regulation. *Int. J. of Control.* **65**(2), 223–248.
- Leithead, W. and B. Connor (2000). Control of variable speed wind turbines: dynamic models. *Int. J. of Control.* **73**(13), 1173–1189.
- Rudion, K., A. Orths, A. Lebioda and Z. Styczynski (2005). Wind farms with DFIG as virtual power plants.. In: *Proceedings of the 5th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. Glasgow, Scotland.
- Shamma, J. and M. Athans (1991). Guaranteed properties of gain scheduled control for linear parameter-varying plants. *Automatica* **27**(3), 559–564.
- Tapia, A., G. Tapia and J.X. Ostolaza (2004). Reactive power control of windfarms for voltage control applications. *Renewable Energy* **29**, 377–392.
- Wu, F., X. Yang, A. Packard and G. Becker (1996). Induced \mathcal{L}_2 -norm control for LPV systems with bounded parameter variations rates. *Int. J. Robust and Nonlinear Control* **6**(9–10), 983–998.
- Zavadil, R., N. Miller, A. Ellis and E. Muljadi (2005). Making connections. *IEEE Power Energy Mag.* **3**(6), 26–37.