

CONTROL EN H_∞ DE UN SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Fernando D. Bianchi
CONICET – UNLP

Ricardo J. Mantz
CIC - UNLP

LEICI. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de La Plata
CC 91, (1900) La Plata, Argentina. Tel-Fax: (54)(221)425 9306
Email: fbianchi@ing.unlp.edu.ar

Palabras Claves: sistemas de conversión de energía eólica, energías alternativas, control robusto, control en H_∞

Resumen

Se utiliza la teoría de control robusto para obtener una familia de modelos para un sistema de conversión de energía eólica (SCEE) con conexión a red. Se emplea esta descripción para sintetizar un controlador que permite obtener máxima conversión de energía y simultáneamente reducir los efectos perjudiciales de las perturbaciones cíclicas. El controlador resultante se evalúa por medio de simulaciones utilizando un modelo no lineal del SCEE.

1. Introducción

El aumento de la demanda de energía a nivel mundial, junto al paulatino agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, han originado un marcado interés en las fuentes de energía renovables. Esta clase de fuentes de energía presenta como principal atractivo su continua y libre disponibilidad, como así también su característica no contaminante. Así, en los últimos años, la utilización de las mismas en la generación de energía eléctrica se ha convertido en una alternativa técnica y económicamente viable [1]. En este contexto, la energía eólica es uno de los principales recursos de energías alternativas, motivo por el cual los sistemas de conversión de energía eólica (SCEE) han recibido un notable impulso, con importantes aumentos en los niveles de potencia, confiabilidad y rendimiento. Distintas configuraciones de SCEE han sido propuestas, tanto para sistemas autónomos como para sistemas conectados a red [1].

Entre aquellos con conexión a red están las que habilitan a trabajar a *velocidad variable*, lo cual, con un adecuado control, permite maximizar la captura de energía [2]. Sin embargo, el control suele dificultarse debido a las características no lineales de la potencia y de la cupla desarrollada por la turbina.

Por otro lado, los generadores eólicos se ven sometidos a perturbaciones cíclicas, causadas por la no uniformidad del viento en la superficie barrida por las palas. En el caso que dichas perturbaciones exciten los modos de resonancia mecánica pueden producir daños irreversibles. Este fenómeno se ve acentuado cuando la turbina trabaja a velocidad variable.

En este trabajo se aborda el problema de encontrar, en el contexto de la teoría de control robusto, un único

controlador lineal que brinde estabilidad y performance en todos los puntos de trabajo definidos en un intervalo de velocidades de viento $[V_1, V_2]$. Para esto, el sistema es descrito con una familia de modelos que permite contemplar las diferencias que presenta el sistema en los distintos puntos de operación.

2. Descripción del sistema de conversión de energía eólica

2.1. Turbina eólica

La potencia y la cupla mecánica desarrollada por una turbina de radio R sometida a una velocidad de viento V están dadas por las expresiones (1) y (2), respectivamente.

$$P_a = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda) V^3 \quad (1)$$

$$Q_a = \frac{P_a}{\omega} \quad (2)$$

donde $\lambda = R\omega/V$ es la denominada *tip-speed ratio*, ρ es la densidad del aire, ω es la velocidad de giro y $C_p(\lambda)$ es el coeficiente de potencia definido como la relación entre la potencia generada por la turbina y la disponible en el viento, [3], es decir, expresa la eficiencia de la turbina para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. El coeficiente $C_p(\lambda)$ presenta un máximo en $\lambda = \lambda_{opt}$, que se corresponden con la potencia generada máxima.

En la figura 1 se ha graficado la cupla aerodinámica, Q_a , en función ω , dejando como parámetro la velocidad del viento V . También se han marcado los puntos de máxima conversión de energía, en estos existe una

relación lineal entre V y ω , dada por (3).

$$\omega = V \frac{\lambda_{opt}}{R} \quad (3)$$

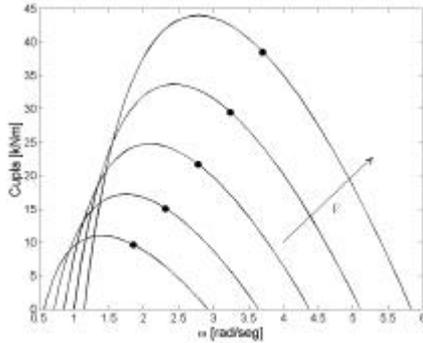


Figura 1: Cupla de la turbina.

2.2. Modelo dinámico del SCEE

En la figura 2 puede observarse un esquema en bloques del SCEE, constituido por la turbina, un generador asincrónico y un convertidor que permite vincular el generador a la red, de manera tal de controlar el punto de operación del sistema por V/f constante. La caja de engranajes permite adecuar las velocidades de giro de la turbina y del generador. Se considera que el sistema está conectado a una red fuerte que puede absorber la energía que entrega la turbina, sin afectar apreciablemente su tensión o frecuencia.

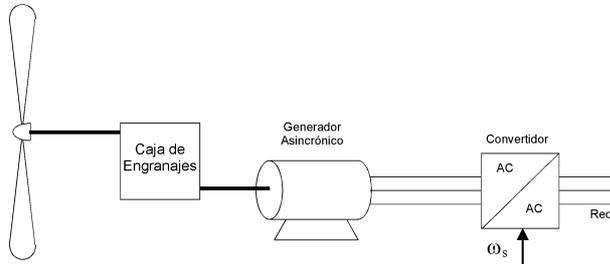


Figura 2: Sistema de conversión de energía eólica (SCEE).

La dinámica completa de un SCEE es difícil de modelar, los elementos constitutivos como el rotor y la estructura de soporte inevitablemente sufren desplazamientos axiales causados por las fuerzas aerodinámicas a que están sometidos. Si se tienen en cuenta estos fenómenos se arriba a modelos complejos aún cuando se realicen simplificaciones. Afortunadamente, para el control del punto de funcionamiento del SCEE a través del generador, se puede considerar que esta dinámica axial está desacoplada de la dinámica rotacional del tren de transmisión, y modelar a este último como una serie de inercias vinculadas entre sí [4].

En [4] y [5] ha sido propuesto un modelo de tercer orden para describir la dinámica del sistema mecánico, el cual está constituido por dos masas, una que representa la turbina y otra al generador, vinculadas por un eje flexible con fricción, que contempla también la

flexibilidad de las palas. Un esquema del modelo puede verse en la figura 3.

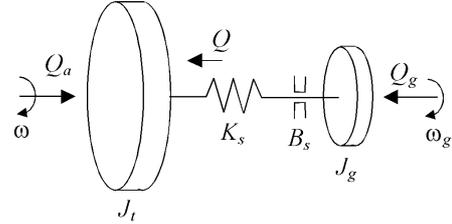


Figura 3: Modelo mecánico del SCEE.

Luego, las ecuaciones dinámicas resultan:

$$J_t \dot{\omega} = Q_a - Q \quad (4)$$

$$\dot{Q} = K_s (\omega - \omega_g) + B_s (\dot{\omega} - \dot{\omega}_g) \quad (5)$$

$$J_g \dot{\omega}_g = Q - Q_g \quad (6)$$

donde J_t y J_g son los momentos de inercia de la turbina y del generador respectivamente, K_s es el coeficiente de elasticidad, B_s es el coeficiente de rozamiento y ω_g la velocidad de giro del generador.

La cupla del generador, Q_g , es considerada lineal, lo cual es una buena aproximación cuando el resbalamiento es pequeño, y está dada por la expresión (7).

$$Q_g = Q_{g1} \cdot \omega_g + Q_{g2} \cdot \omega_s \quad (7)$$

donde:

$$Q_{g1} = \frac{3}{R_r} \left(\frac{V_f \cdot n}{\omega_s} \right)^2; \quad Q_{g2} = \frac{3n}{R_r} \left(\frac{V_f}{\omega_s} \right)^2; \quad \omega_s = \frac{2\pi f}{p}$$

f es la frecuencia, p es el número de pares de polos, R_r es la resistencia rotórica, V_f es la tensión y n es la relación de transmisión de la caja de engranajes que se ha supuesto ideal (constante y sin dinámica).

Cabe destacar las características no lineales del modelo (4)-(6) debido a que la cupla aerodinámica tiene una dependencia cúbica con V y al efecto no lineal de $C_p(\lambda)$.

Para obtener la máxima conversión de energía es necesario mantener λ en su valor óptimo, para ello se debe corregir el valor de ω a medida que la velocidad del viento cambia. Una estrategia es hacer un control de velocidad ω , calculando la referencia a partir de λ_{opt} y de la velocidad del viento media. En este caso se puede llegar a un modelo linealizado sobre los puntos de operación que dan máxima generación. Con estas consideraciones, se obtiene el siguiente modelo de estados:

$$\dot{x} = A \cdot x + B \cdot u \quad (8)$$

$$y = C \cdot x$$

$$x = [\omega \quad Q \quad \omega_g]^T; \quad u = [v \quad \omega_s]^T$$

$$A = \begin{bmatrix} \frac{a\bar{v}}{J_t} & -\frac{1}{J_t} & 0 \\ \left(K_s + \frac{B_s a\bar{v}}{J_t}\right) & -B_s \left(\frac{1}{J_t} + \frac{1}{J_g}\right) & \left(\frac{B_s Q_{g1}}{J_g} - K_s\right) \\ 0 & \frac{1}{J_g} & -\frac{Q_{g1}}{J_g} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} b\bar{v}/J_t & 0 \\ B_s b\bar{v}/J_t & B_s Q_{g2}/J_g \\ 0 & -Q_{g2}/J_g \end{bmatrix}; \quad C = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$a = -\frac{\rho\pi R^4 C_{p_{opt}}}{2 \lambda_{opt}^2}; \quad b = 3\frac{\rho\pi R^3 C_{p_{opt}}}{2 \lambda_{opt}}$$

donde todos los parámetros se han referido al lado de la turbina. La velocidad del viento V se ha considerado como $\bar{v} + v$, donde \bar{v} es el valor medio y v es la variación rápida, que será denominada turbulencia.

Es de remarcar, que si el modelo (8) se hubiera obtenido para una zona de trabajo definida por los valores extremos permitidos de V , ω y de potencia, las diferencias en (8) entre los distintos puntos de operación serían muy amplias. Esto complica considerablemente la obtención de un controlador y resulta muy pesimista pues considera situaciones que en general no se darán.

Se han definido como salidas la cupla Q y la velocidad del generador ω_g . La regulación de la primera está dirigida a reducir los esfuerzos mecánicos debidos a las cargas dinámicas mientras que la segunda permite maximizar la generación de potencia.

Luego, el modelo resultante tiene dos entradas y dos salidas, cuya transferencia está dada por:

$$P(s) = \begin{bmatrix} P_{11}(s) & P_{12}(s) \\ P_{21}(s) & P_{22}(s) \end{bmatrix}$$

2.3. Perturbaciones cíclicas

La velocidad del viento no es uniforme en toda la superficie barrida por la turbina. Esto causa que el empuje que reciben las palas no sea igual, traduciéndose en variaciones periódicas de la cupla. Estas componentes periódicas son denominadas *perturbaciones cíclicas*. Los armónicos de estas señales son múltiplos de $N\omega$, para una hélice de N palas.

Estas perturbaciones son clasificadas de acuerdo a la causa que provoca la no uniformidad de la velocidad del viento. Entre las más frecuentes se encuentra el *wind shear*, producto de la variación de V con la altura, la *sombra de la torre* debida a la perturbación del flujo de aire que produce la estructura del soporte, y la originada por la desalineación del eje de la turbina respecto a la dirección del viento [3]. Todas estas perturbaciones

pueden ser modeladas como componentes oscilaciones de la velocidad del viento.

Resulta relevante considerar estas perturbaciones ya que pueden excitar modos de resonancia mecánica que produzcan daños irreversibles. Este riesgo se ve acentuado cuando la turbina trabaja a velocidad variable, pues los armónicos de estas señales son variantes.

3. Incertidumbre

Las diferencias que presenta el modelo (8) entre los distintos puntos de operación pueden ser tratadas como incertidumbre del modelo. La representación de la incertidumbre adoptada está en función del conocimiento del sistema y de la complejidad matemática que se pueda manejar. Por ejemplo, si se conocen las ecuaciones dinámicas del sistema pero algunos de sus coeficientes toman valores inciertos dentro de un intervalo dado, la representación se la conoce como *incertidumbre paramétrica*. Por otro lado, si sólo se sabe que la matriz de transferencia del sistema se encuentra en un cierto conjunto de transferencias posibles, se tiene una representación denominada *incertidumbre dinámica*.

En este contexto, el sistema es descrito como un conjunto de modelos posible, $\tilde{P}(s)$. De acuerdo a la representación de la incertidumbre adoptada, $\tilde{P}(s)$ puede incluir más modelos de los que realmente existen. El conjunto $\tilde{P}(s)$ es menos conservador cuanto menor sea la cantidad de modelos innecesarios incluidos.

En general, se desea obtener un controlador que brinde estabilidad y performance a todos los elementos de $\tilde{P}(s)$. Por tanto, cuando menos conservador sea el modelo de incertidumbre, más fácil será obtener performance para todo el conjunto. Contrariamente, un conjunto poco conservador puede traer dificultades matemáticas que lleven a sintetizar controladores muy complejos.

Si bien la incertidumbre del modelo (8) es causada por la linealización y por tanto podría utilizarse *incertidumbre paramétrica*, en este trabajo se ha optado por una representación de *incertidumbre dinámica*, la cual es más conservadora pero nos permite contar con métodos de síntesis más simples. En la figura 4 se indica la representación de la incertidumbre elegida. El conjunto de modelos es definido por la siguiente expresión:

$$\tilde{P}(s) = P(s) \cdot [1 + \Delta W(s)]$$

$$\text{donde: } \Delta = \begin{bmatrix} \Delta_1 & 0 \\ 0 & \Delta_2 \end{bmatrix}; \quad W(s) = \begin{bmatrix} W_{\Delta_1} & 0 \\ 0 & W_{\Delta_2} \end{bmatrix}$$

Las funciones de peso $W_{\Delta i}$ se eligieron de manera de cubrir las diferencias que presentan las cuatro transferencias de $P(s)$, en los distintos puntos de trabajo.

Si el conjunto de plantas dada por $\tilde{P}(s)$ es estable a la lazo cerrado, se dice que cumple con *estabilidad ro-*

busta. La prueba de esta condición es función de la estructura de la incertidumbre, para el caso que se plantea aquí la estabilidad robusta se verificará si se cumple:

$$\mu_{\Delta}(M(j\omega)) \leq 1 \quad (11)$$

donde $M(s)$ es la planta que incluye $P(s)$ y las funciones $W_{\Delta i}$ y $\mu_{\Delta}(\cdot)$ es el *valor singular estructurado*, el símbolo Δ se refiere a la estructura de la incertidumbre. Una definición de μ_{Δ} se puede encontrar en [9].

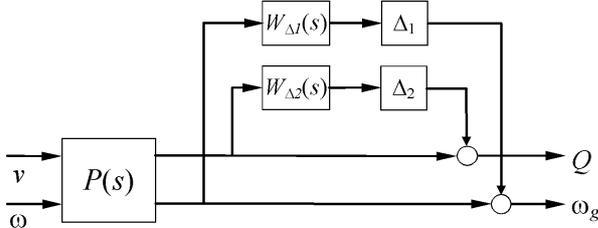


Figura 4: Representación de la incertidumbre adoptada para el SCEE.

4. Especificaciones de control

El objetivo de control es maximizar la captura de energía y simultáneamente reducir el efecto de las perturbaciones cíclicas sobre la turbina eólica.

Para incrementar la conversión de energía se debe mantener λ en su valor óptimo, para este fin se utiliza un control de ω_g , calculando la referencia a partir de λ_{opt} y de \bar{v} (se debe usar ω_g como variable a controlar pues ω no es accesible físicamente).

En un esquema de control de velocidad, maximizar la conversión de energía es equivalente a minimizar el error $e = \omega_g - \lambda_{opt} \bar{v} / R$. La cantidad de energía que se pierde de capturar, para un dado valor de error de velocidad e , es determinada por la forma de la curva de $C_p(\lambda)$. Efectivamente, cuando más pronunciada es la curva de $C_p(\lambda)$ en las proximidades del máximo, la pérdida de energía es más sensible con el error.

Debe remarcarse que la especificación del error es en baja frecuencia, es decir, frecuencias inferiores a las de las perturbaciones cíclicas. Se busca que el controlador realice un seguimiento de la velocidad media del viento y no de la turbulencia, esto último conduciría variaciones rápidas de la cupla.

Respecto de la segunda especificación, ya se ha mencionado que el efecto de las perturbaciones cíclicas puede resultar perjudicial para la vida útil de la turbina. El problema se torna más complejo cuando el SCEE funciona a velocidad variable, pues en este caso las perturbaciones, como el *wind shear* y la *sombra de la torre*, tienen frecuencias variables y pueden llegar a coincidir con los modos resonantes del sistema. El efecto perjudicial puede reducirse minimizando la magnitud de las componentes oscilatorias en la cupla. Ya que estas perturbaciones se pueden modelar como señales que se adicionan a la turbulencia v , este objetivo de control se

traduce en reducir la ganancia de la transferencia v a Q en las frecuencias correspondientes a estas perturbaciones.

5. Control en H_{∞}

Dado el sistema de la figura 5, el problema de control subóptimo en H_{∞} consiste en la búsqueda de un controlador, dentro del conjunto de los propios y estabilizantes, tal que la energía de la salida z , $\|z\|_2$, esté acotada por un valor $\gamma > 0$, cuando la perturbación w verifica $\|w\|_2 \leq 1$. Es decir, $\|T_{zw}\|_{\infty} < \gamma$.

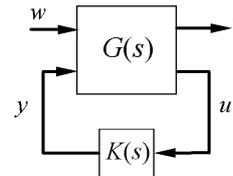


Figura 5: Estructura del lazo de realimentación para el problema de H_{∞} .

Dentro de la planta $G(s)$, se incluyen funciones de transferencias que pesan la salida z , de manera tal de reflejar los objetivos de performance y de estabilidad robusta. En ese caso $G(s)$ se la denomina *planta generalizada*. También es posible incluir dentro de $G(s)$, transferencias que pesen las entradas w , manifestando así el conocimiento *a priori* de estas señales.

En la figura 6 puede verse la planta generalizada para el SCEE de este trabajo. La función de peso $W_e(s)$ indica la especificación del error de velocidad e , $W_v(s)$ de la acción de control y $W_q(s)$ de la cupla. La salida z de la figura 5, corresponde a $[y_{\Delta} \ e \ \hat{\omega}_s \ Q]^T$.

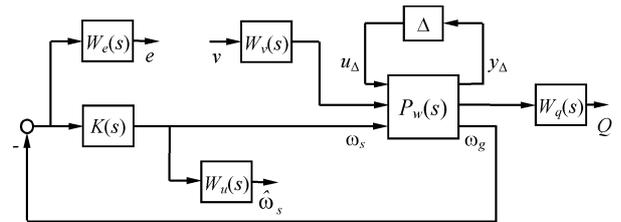


Figura 6: Planta generalizada para el SCEE.

La entrada w en este caso es $[u_{\Delta} \ v]^T$, esto es, la perturbación debida a la incertidumbre y a la turbulencia. La referencia no se incluye pues desde el punto de vista del modelo linealizado es constante y los cambios de esta señal son reflejados en la incertidumbre de la planta. También se ha agregado una función de peso, $W_v(s)$, en la entrada de la turbulencia para introducir en el problema el contenido de frecuencias que tiene esta perturbación.

El sistema de la figura 6 puede llevarse a la forma LFT estándar indicada por la figura 7. En esta forma la condición de performance nominal resulta $\|M_{22}\|_{\infty} \leq 1$ y la de estabilidad robusta está dada por la (11).

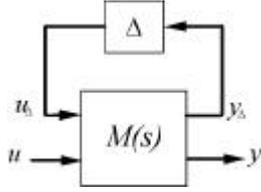


Figura 7: Forma LFT estándar del sistema a lazo cerrado.

Doyle *et al.* [6] han dado una solución completa al problema de control óptimo en H_∞ , resolviendo dos ecuaciones algebraicas de Riccati. Más recientemente, [7], se ha presentado una alternativa a este procedimiento utilizando LMI, que permite relajar algunas de las condiciones impuestas al sistema en [6]. Los procedimientos anteriores resultan conservadores cuando se tiene un modelo de incertidumbre estructurada como la (10). En estos casos, el algoritmo conocido como *DK-iteration* permite hallar una cota para la condición de estabilidad robusta dada por la ecuación (11). Este procedimiento, con el agregado de un bloque de incertidumbre ficticio, puede utilizarse para buscar un controlador que brinde performance robusta.

Resulta interesante analizar los compromisos que implican los distintos objetivos de control. Desde el punto de vista de maximización de la potencia generada, se busca minimizar $\|W_v P_{21} W_e S\|_\infty$, donde S es la sensibilidad definida como $(I + P_{22}K)^{-1}$. Mantener la acción de control acotada conduce a minimizar $\|W_v P_{21} W_u P_{22}^{-1} T\|_\infty$, donde T es la sensibilidad complementaria definida como $P_{22}KS$. Claramente estas son especificaciones contrapuestas. Por su parte, la especificación sobre la cupla equivale a minimizar:

$$\|W_v (P_{11} - P_{21} P_{12} P_{22}^{-1} T) \cdot W_q\|_\infty \quad (12)$$

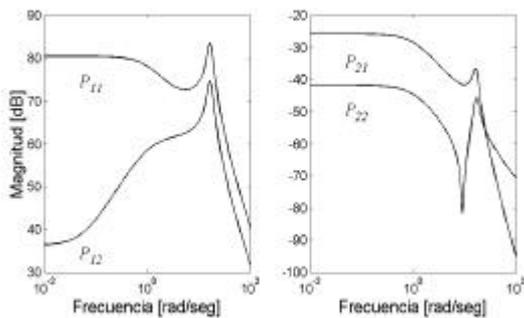


Figura 8: Magnitud de las transferencias del sistema a lazo abierto.

En la figura 8 se muestran las cuatro transferencias P_{11} , P_{12} , P_{21} y P_{22} para el SCEE de este trabajo. De estas se puede observar que para introducir alguna modificación en (12) es necesario hacer la $T(s)$ mayor que uno, en caso contrario sería igual a $\|W_v P_{11} W_q\|_\infty$. Esto se contrapone con las especificaciones sobre el error y la

acción de control, ya que, la primera fuerza a mantener la $T(s)$ en uno y la otra trata de reducir su magnitud. Por otro lado, para mantener $T(s)$ mayor que uno, es necesario que $L(s)$ ($P_{22}(s)K(s)$) sea cercana a la unidad, lo cual aumenta el ancho de banda del sistema. Esto último, debe acotarse para cubrir el inevitable desconocimiento del sistema en alta frecuencia.

Se eligieron las siguientes funciones de peso:

$$W_e(s) = \frac{k_e}{s}$$

$$W_u(s) = \frac{s + p_u}{k_u}$$

$$W_q(s) = k_q \frac{(s + z_1) \cdot (s + z_2)}{(s + p_1)}$$

los parámetros de estas funciones son elegidos de manera de obtener un buen compromiso entre los distintos objetivos de control.

6. Resultados

Las ideas expuestas se evaluaron sobre el modelo dinámico de un sistema de conversión de energía eólica de 450kW, de 3 palas. Se consideró un rango de variación de la velocidad media del viento entre 4m/s y 8m/s. El controlador lineal obtenido se verificó por medio de simulaciones utilizando un modelo no lineal para el SCEE. Las figuras 9 y 10 permiten comparar la cupla en el eje cuando se utiliza un control integral convencional con el controlador obtenido por H_∞ para dos puntos de operación correspondientes 4.5 y 6m/s respectivamente. En los dos casos, puede observarse una apreciable atenuación de los efectos de las perturbaciones cíclicas al emplear el método propuesto.

También puede verse en las figuras 9c y 10c la potencia generada utilizando los dos controladores. Obsérvese que en ambos casos el seguimiento de la referencia es similar. Cabe aclarar que la potencia graficada es la total, es decir la debida a $\bar{v} + v$, mientras que la referencia óptima es solo calculada a partir de \bar{v} .

7. Conclusiones

La operación de los SCEE a velocidad variable resulta útil para adecuar la conversión de energía a la velocidad del viento. Es posible, con un adecuado control, obtener máxima captura de energía cuando se trabaja por debajo de la potencia nominal del equipo. No obstante, el control se ve dificultado por las relaciones no lineales de los SCEE.

Al trabajar a velocidad variable resulta relevante incluir dentro de las especificaciones la reducción de los efectos de las perturbaciones cíclicas. El cual se contrapone con el de obtener máxima generación y mantener la acción de control acotada.

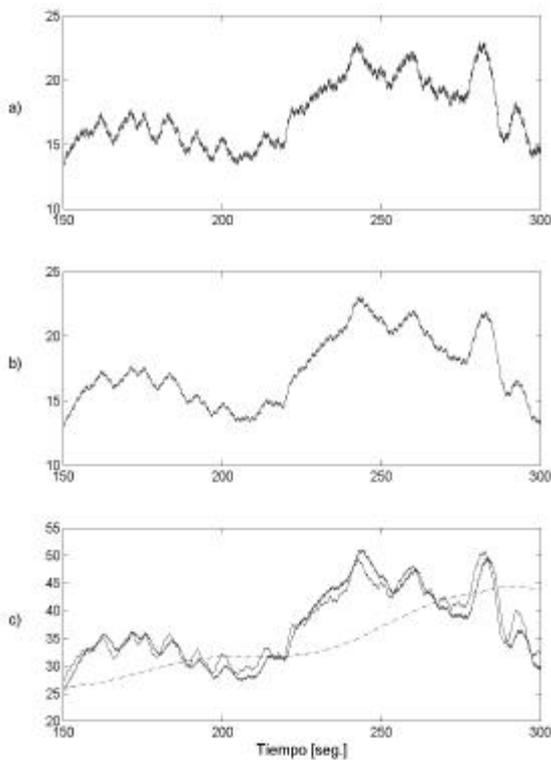


Figura 9: Simulación para $V = 4.5$ m/s, a) cupla en kNm para el control integral, b) cupla en kNm para el controlador por H_∞ . c) Potencia generada en kW, línea fina control integral, línea gruesa control por H_∞ , línea de trazos potencia correspondiente a la referencia de velocidad.

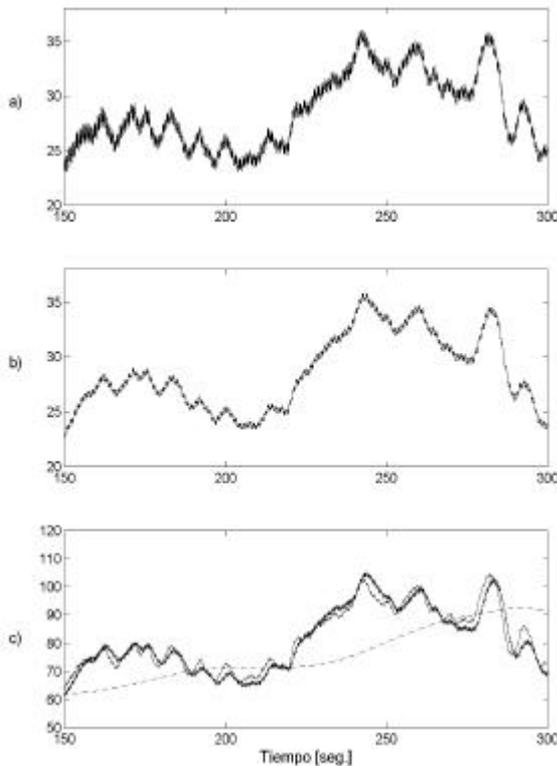


Figura 10: Simulación para $V = 6$ m/s, a) cupla en kNm para el control integral, b) cupla en kNm para el controlador por H_∞ . c) Potencia generada en kW, línea fina control integral, línea gruesa control por H_∞ , línea de trazos potencia correspondiente a la referencia de velocidad.

En este trabajo, se propone representar a estos sistemas con un modelo lineal, incluyendo las diferencias que presenta en los distintos puntos de operación en la incertidumbre del modelo. Se utiliza el hecho de que el sistema trabaja en máxima conversión de energía para restringir la zona de trabajo y tener así una familia de modelos menor que permita obtener una mejor performance del sistema.

Se pone en evidencia que el contexto de la optimización en H_∞ resulta adecuado para sintetizar un único controlador lineal, con bajo error de velocidad en baja frecuencia (es decir alta eficiencia de conversión) y por otro lado reducir el efecto de las perturbaciones cíclicas.

Reconocimiento

Este trabajo fue financiado por el CONICET, CIC, UNLP y ANPCyT.

Referencias

- [1] Thresher R. and Dodge D., "Trends in the evolution of wind turbine generator configurations and systems". Wind Energy, Vol. 1, 70-85. 1998.
- [2] Ermis M. et al., "Various Induction Generator Schemes for Wind Electricity Generation". Electric Power Systems Research. Vol. 23, 71-83, 1992.
- [3] Freris L. L., "Wind Energy Conversion Systems". Prentice-Hall International, 1990.
- [4] Ekelund T., "Modeling and Linear Quadratic Optimal Control of Wind Turbines". Control Eng. Lab., Chalmers Univ. of Techn., S-412 96 Göteborg. Sweden. Technical Report No. 306. 1997.
- [5] Novak P., "On the Modeling and Partial-Load Control of Variable-Speed Wind Turbines". Control Eng. Lab., Chalmers Univ. of Techn., S-412 96 Göteborg. Sweden. Technical Report No. 206L. 1995.
- [6] Doyle J. C., Glover K., Khargonekar P., Francis B., "State-Space Solutions to Standard H_2 and H_∞ Control Problems". IEEE Trans. on Automatic Control, AC-34, 831-847, 1989.
- [7] Gahinet P., Apkarian P., "A Linear Matrix Inequality Approach to H_∞ Control". International Journal of Robust and Nonlinear Control, Vol. 4, 421-448, 1994.
- [8] Gahinet P., Nevroski A., Laub A., Chilali M., "LMI Control Toolbox". The MathWorks Inc., Natick, MA, 1995.
- [9] Sanchez-Peña R. S., Szaiaier M., "Robust Systems, Theory and Applications". John Wiley and Sons, 1998.