XXI Simposio CEA de Control Inteligente
24-26 de junio de 2026, Salamanca

Modelado paramétrico y gestión energética de un volante de inercia industrial regenerativo para suavizado de potencia eólica

Torres, J.C.[a] *, Cabrera, P. [a]

[a] *Group for the Research on Renewable Energy Systems (GRESS), Department of Mechanical Engineering*

University of Las Palmas de Gran Canaria, Spain

To cite this article: Torres, J.C., Cabrera, P., 2026. Modelado paramétrico y gestión energética de un volante de inercia industrial regenerativo para suavizado de potencia eólica. XXI Simposio CEA de Control Inteligente, Salamanca (Spain), 2026.

Resumen

Este trabajo presenta un estudio en curso orientado a sustituir el control experimental por frecuencia y rampa de un banco de volante de inercia por un esquema de control energético basado en potencia. En operación real, la velocidad y la rampa no describen de forma instantánea la potencia intercambiada, que depende del par y queda afectada por retardos, deslizamiento y limitaciones del accionamiento. Se propone un modelo paramétrico en Simulink de un sistema industrial formado por volante, motor asíncrono y accionamiento regenerativo de cuatro cuadrantes, acoplado a un modelo de aerogenerador y a un sistema de gestión energética (Energy Management System, EMS). El EMS calcula la potencia de compensación a partir de una referencia filtrada, corrige el estado de carga (State of Charge, SOC) del volante y aplica límites físicos de par, corriente y potencia. Los resultados preliminares muestran reducciones espectrales superiores al 84 % en las bandas rápidas para casos eólicos de 10 y 20 kW, sin saturaciones y con SOC acotado. Además, se deriva un método de barrido para relacionar potencia eólica nominal, frecuencia de corte y potencia útil del sistema de almacenamiento de energía mediante volante de inercia (Flywheel Energy Storage System, FESS). La validación experimental queda como siguiente fase, una vez disponible el control regenerativo por par/potencia.

Palabras clave: volante de inercia, almacenamiento energético, suavizado eólico, motor asíncrono, accionamiento regenerativo, gestión energética.

Parametric modelling and energy management of an industrial regenerative flywheel system for wind-power smoothing

Abstract

This work-in-progress paper presents a parametric modelling framework for moving a laboratory flywheel bench from frequency/ramp commands towards power-oriented energy management. In the present experimental approach, speed and ramp references are useful for characterization, but they do not provide an instantaneous description of the active power exchanged by the flywheel, which is strongly linked to torque, slip, drive dynamics and measurement latency. A Simulink model of an industrial regenerative system based on an induction motor, a four-quadrant drive and a mechanical flywheel is coupled to a wind turbine model and an Energy Management System (EMS). The EMS computes the compensation power from a filtered wind-power reference, including State of Charge (SOC) recovery and enforces torque, current and power constraints. Preliminary simulations for 10- and 20-kW wind cases show fast-band spectral reductions above 84 %, bounded SOC and no saturation. A dimensioning sweep is also proposed to relate nominal wind power, cutoff frequency and Flywheel Energy Storage System (FESS) capability. Experimental validation is planned once torque/power-capable regenerative control is implemented on the bench.

Keywords: flywheel energy storage, wind smoothing, induction motor, regenerative drive, energy management, parametric modelling.

1. Introducción

La integración de generación eólica en microrredes y procesos con alta demanda en energía, como la desalación por ósmosis inversa, exige resolver desajustes rápidos entre la potencia generada y la demanda. En sistemas insulares o redes débiles, esos desajustes se traducen en variaciones de tensión, vertidos, arranques no deseados o mayor necesidad de respaldo convencional. La literatura sobre sistemas energía-agua y planificación renovable muestra que el almacenamiento y el control son elementos tan relevantes como la potencia renovable instalada (Lund et al., 2021; Cabrera et al., 2018a, 2021; Luo et al., 2015).

*Autor para correspondencia: carlos.torres@ulpgc.es
Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0 International (CC BY-NC-SA 4.0)

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante volante de inercia (Flywheel Energy Storage System, FESS) son adecuados cuando la necesidad principal no es almacenar energía durante horas, sino intercambiar potencia de forma rápida y repetitiva. Su elevada ciclabilidad, su respuesta dinámica y su vida útil los hacen atractivos para suavizado eólico, soporte de calidad de potencia y compensación de fluctuaciones de corta duración (Bolund et al., 2007; Sebastián and Peña Alzola, 2012; Mousavi G. et al., 2017; Amiryar and Pullen, 2017; Khodadoost Arani et al., 2017; Barra et al., 2021; Zhang et al., 2022).

Este planteamiento es coherente con estudios previos sobre operación variable de desalación con apoyo de modelos de datos, con la experiencia acumulada en sistemas eólico-desalación de Canarias y con las recomendaciones generales de almacenamiento para aplicaciones de potencia en redes eléctricas (Cabrera Santana et al., 2017; Cabrera et al., 2018b, 2024; Zhao et al., 2015).

Asimismo, la selección de bandas temporales y perturbaciones rápidas se apoya en criterios habituales de modelado y control de turbinas eólicas, calidad de potencia y estrategias de control de potencia renovable con almacenamiento (Slootweg et al., 2003; Bianchi et al., 2007; Muljadi et al., 2006; Carrasco et al., 2006; Jabir et al., 2017; Lamsal et al., 2019; de Siqueira and Peng, 2021).

El banco de ensayos disponible se ha caracterizado mediante maniobras de frecuencia y rampa, con adquisición de velocidad, potencia, corriente, par, estado del regenerador, temperatura y vibración. Ese enfoque permite estimar la energía intercambiada por el volante y entrenar modelos de respuesta. Sin embargo, cuando el objetivo pasa de caracterizar el equipo a controlar potencia en tiempo real, aparece una limitación práctica: la consigna de velocidad no es la variable que se desea regular. La potencia activa intercambiada depende del par electromagnético, de la dinámica del accionamiento y del estado instantáneo de la máquina, por lo que la lectura y escritura mediante velocidad/rampa introduce una capa de retardo y ambigüedad.

Este trabajo plantea, por tanto, una transición metodológica: pasar de un banco gobernado por consignas cinemáticas a un modelo paramétrico orientado a potencia. La contribución no se presenta aún como validación experimental cerrada, sino como una arquitectura de modelado y control suficientemente estructurada para guiar la futura validación con accionamiento regenerativo industrial.

2. Banco experimental y motivación

El banco experimental está constituido por un volante de inercia acoplado a una máquina eléctrica asíncrona y a electrónica de potencia regenerativa. El controlador lógico programable (Programmable Logic Controller, PLC) recoge medidas eléctricas aguas arriba y aguas abajo, además de variables internas del accionamiento y del conjunto mecánico. En los ensayos iniciales se generaron saltos de frecuencia con distintas rampas para cubrir aceleración y deceleración. Con un periodo de muestreo de 300 ms, esos ensayos permitieron construir una base de datos de energía intercambiada por maniobra y evaluar repetibilidad.

Al usar esa lógica para compensar potencia renovable aparecen dificultades, una orden de acelerar o frenar no equivale de forma unívoca a una potencia de carga o descarga. La velocidad es una variable de estado lenta, mientras que la potencia activa es una variable de intercambio rápido ligada al par. Por ello, el control por rampa puede ser útil para caracterización, pero resulta menos transparente para un sistema de gestión energética (Energy Management System, EMS) que debe decidir cuánta potencia absorber o inyectar en cada instante.

Físicamente, la velocidad representa energía acumulada, mientras que la potencia representa la tasa instantánea de intercambio de esa energía. Por tanto, dos maniobras con velocidades similares pueden implicar potencias diferentes si el par aplicado, las pérdidas o la dinámica del accionamiento no son iguales. Una consigna de rampa impone una evolución deseada de velocidad, pero el par real aparece después de la respuesta del convertidor y de la máquina, de modo que la potencia queda desfasada respecto a la variable monitorizada.

La magnitud proporcional al cuadrado de la velocidad no es la potencia, sino la energía cinética almacenada. La potencia aparece al derivar esa energía respecto al tiempo y depende simultáneamente de la velocidad y del par aplicado (Bolund et al., 2007; Sebastián and Peña Alzola, 2012; Díaz-González et al., 2013a, 2013b).

$$E_k(t) = \frac{1}{2} J \omega(t)^2 \tag{1}$$

$$P_{fw}(t) = \frac{dE_k}{dt} = J\omega(t)\frac{d\omega(t)}{dt} \tag{2}$$

$$T_J(t) = J\frac{d\omega(t)}{dt} \tag{3}$$

$$P_{fw}(t) = T_e(t)\omega(t) \tag{4}$$

En consecuencia, una rampa de velocidad define una aceleración objetivo, pero la potencia real queda gobernada por el par electromagnético que logra aplicar el accionamiento. Si el lazo de par tiene una dinámica finita, la potencia no aparece exactamente al mismo tiempo que la rampa de velocidad ordenada.

$$\omega_{ref}(t) = \omega_0 + r_\omega t \tag{5}$$

$$T_{ref} \approx J r_\omega + T_{loss} \tag{6}$$

$$\tau_T \frac{dT_e}{dt} + T_e = T_{ref} \tag{7}$$

$$P_{fw}(t) = T_e(t)\omega(t) \tag{8}$$

3. Modelo parametrizado y EMS

El modelo propuesto integra tres niveles. El primero reproduce la generación eólica mediante una curva aerodinámica de potencia basada en el coeficiente de potencia y en la relación de punta de pala. La potencia mecánica se convierte a potencia eléctrica mediante una eficiencia equivalente del generador, y el punto de operación se mantiene cerca de la zona de máximo aprovechamiento. La escala del aerogenerador se parametriza por potencia nominal, de forma

que el mismo recurso de viento pueda emplearse para evaluar distintas relaciones entre potencia eólica y potencia útil del FESS (Slootweg et al., 2003; Bianchi et al., 2007).

La turbina no se introduce como una señal arbitraria de potencia, sino como un subsistema físico simplificado. El viento define la potencia aerodinámica disponible; el radio del rotor, el área barrida y el coeficiente de potencia establecen la conversión mecánica; y la eficiencia del generador transforma dicha potencia en potencia eléctrica. Esta estructura permite que el escalado de potencia nominal no sea un simple multiplicador, sino una modificación coherente del tamaño equivalente de la turbina y de su punto de operación (Slootweg et al., 2003; Bianchi et al., 2007).

El segundo nivel representa el conjunto FESS. La energía cinética y el estado de carga (State of Charge, SOC) se calculan mediante las ecuaciones (3)-(5), normalizando la energía entre las velocidades mínima y máxima permitidas. En el caso de estudio se emplea una inercia total aproximada de 2,145 kg·m² y una energía útil próxima a 27 Wh en el rango operativo considerado, parámetros sacados del banco experimental que se encuentra en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. La máquina asíncrona se describe mediante un modelo en ejes directo-cuadratura (dq) parametrizado con resistencias, inductancias equivalentes, límite de corriente y pérdidas separadas: mecánicas comunes, cobre, hierro y convertidor manteniendo el vínculo con formulaciones conocidas de volantes, máquinas eléctricas y accionamientos vectoriales (Bolund et al., 2007; Sebastián and Peña Alzola, 2012; Bose, 2002; Krause et al., 2013), sin asumir ningún modelo específico de variador.

$$E_k(t) = \frac{1}{2} J\, \omega_{fw}^2(t) \tag{9}$$

$$SOC(t) = \frac{E_k(t) - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \tag{10}$$

$$E_{use} = E_{max} - E_{min} \approx 27.1\, Wh \tag{11}$$

A continuación, se reflejan la inercia, la potencia y el límite de carga máximo del volante:

$$J = 2.145\ kg \cdot m^2$$
$$P_{n,FESS} = 7.5\ kW$$
$$P_{charge,max} = 200\ W$$

Aunque el detalle exacto del control interno del convertidor depende del fabricante, las ecuaciones dq permiten representar el acoplamiento entre tensiones, corrientes, flujo, par electromagnético y velocidad de giro. Sobre esa base se imponen los límites de corriente, par y potencia que condicionan la viabilidad real del suavizado (Bose, 2002; Krause et al., 2013).

El tercer nivel es el sistema de gestión energética donde la potencia eólica instantánea se filtra con la frecuencia de corte seleccionada para obtener una referencia suave. La potencia deseada del volante se define a partir del residuo entre ambas señales, al que se añade una corrección lenta de SOC y una compensación de pérdidas. El controlador aplica límites de potencia, par, corriente y estado de carga antes de enviar la consigna al modelo de accionamiento. Esta estructura se apoya en formulaciones previas de gestión energética para suavizado eólico con FESS (Díaz-González et al., 2013a, 2014), pero la reformula para un banco industrial de motor asíncrono y control regenerativo. La elección de una máquina de inducción y accionamiento vectorial es coherente con antecedentes de suavizado mediante FESS accionado por motor asíncrono (Cardenas et al., 2001, 2004; Cimuca et al., 2006) y da un enfoque distinto al comúnmente visto para aplicaciones de este estilo, siendo un enfoque con equipos industriales más típicos y no tan especializados.

$$\tau_f \frac{dP_f}{dt} + P_f = P_{wt} \tag{12}$$

$$\tau_f = \frac{1}{2\pi f_c} \tag{13}$$

$$P_{comp}^* = P_f - P_{wt} \tag{14}$$

$$P_{fw}^* = sat_{P,T,I,SOC}\left\{P_{comp}^* + P_{SOC} + \alpha_{loss} P_{loss}\right\} \tag{15}$$

El signo adoptado en el modelo considera positiva la potencia del FESS cuando el volante entrega potencia al nodo eléctrico. De este modo, si la potencia eólica instantánea cae por debajo de la referencia filtrada, el EMS solicita descarga; si la potencia eólica excede la referencia, solicita carga. La corrección lenta de SOC no busca suavizar la potencia, sino mantener al volante dentro de una zona energética útil para que pueda absorber y entregar potencia en los instantes siguientes.

La Figura 1 resume la arquitectura implementada en Simulink a nivel de subsistemas. La señal crítica no es la velocidad de consigna, sino la potencia de compensación que debe intercambiar el volante. El SOC y las pérdidas cierran el lazo lento para evitar que el sistema se descargue o cargue de forma sostenida, mientras que los límites eléctricos y mecánicos hacen explícita la viabilidad física de cada caso.



Figura 1. Arquitectura conceptual del modelo parametrizado y del EMS propuesto.

La Figura 2 detalla de forma visual las distintas partes del diagrama implementado en Simulink para el EMS, junto con las demás partes del modelo: filtrado de potencia, residuo, corrección lenta de SOC, compensación de pérdidas y saturación por límites de potencia, par, corriente y SOC antes de enviar la consigna al modelo del FESS.

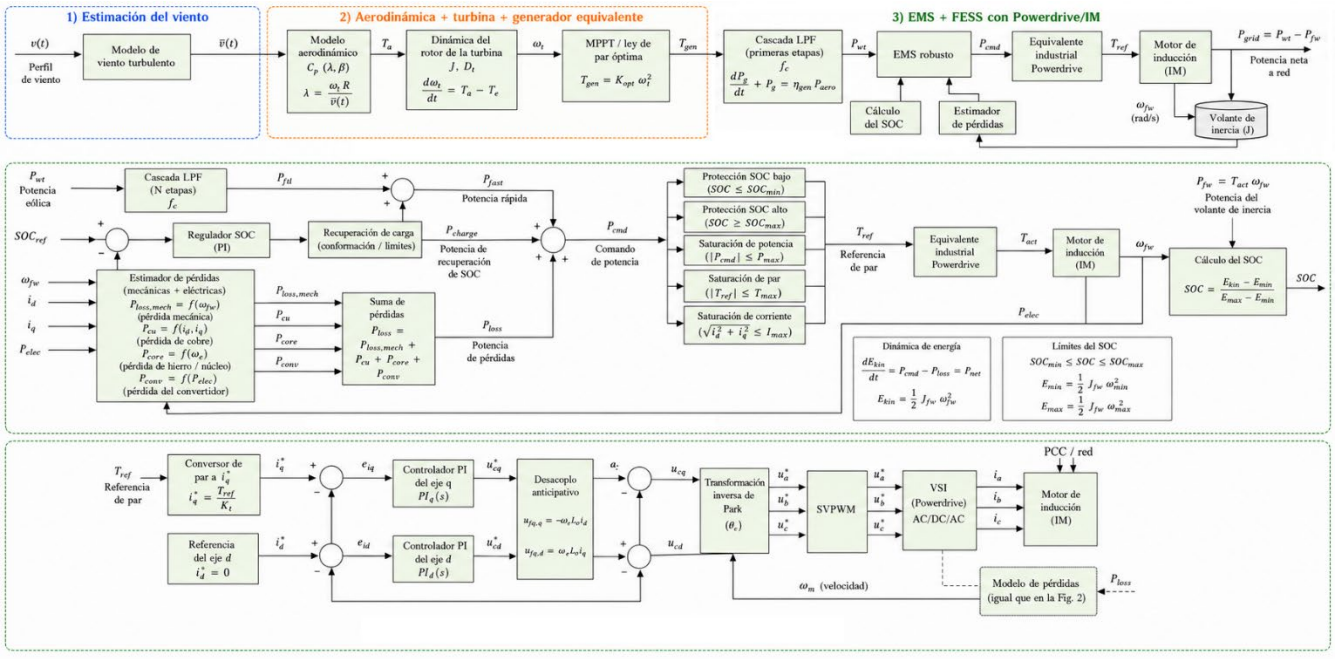


Figura 2. Diagrama de formulaciones aplicado a Simulink.

3.1. Formulación matemática del modelo

Para facilitar la lectura, las variables dependientes del tiempo se escriben con (t) cuando procede y se omite el argumento en las ecuaciones sucesivas si no hay ambigüedad. Por otro lado, las magnitudes de potencia son positivas hacia la red cuando el FESS entrega energía y negativas cuando absorbe.

La potencia aerodinámica disponible se calcula a partir de la densidad del aire, el área barrida y el coeficiente de potencia. La relación de punta de pala permite expresar el punto de operación de la turbina y mantener una formulación escalable para distintas potencias nominales (Slootweg et al., 2003; Bianchi et al., 2007).

$$P_a(t) = \frac{1}{2}\rho\, A\, C_p\big(\lambda(t), \beta(t)\big) v_w^3(t) \tag{16}$$

$$\lambda(t) = \frac{R_t\, \omega_t(t)}{v_w(t)} \tag{17}$$

La potencia eléctrica de la turbina y la ley de par óptimo se escriben como sigue, donde el coeficiente Kopt agrupa las magnitudes físicas del aerogenerador equivalente.

En el bloque aerodinámico, P_a es la potencia disponible en el rotor, rho la densidad del aire, A el área barrida, C_p el coeficiente de potencia, λ la relación de punta de pala, β el ángulo de paso, v_w la velocidad de viento, R_t el radio equivalente y ω_t la velocidad angular de la turbina. P_{wt} representa la potencia eléctrica de la turbina tras aplicar la eficiencia equivalente η_g, y K_{opt} resume los parámetros usados en la ley de par óptimo.

$$P_{wt}(t) = \eta_g\, P_a(t) \tag{18}$$

$$T_t^*(t) = K_{opt}\, \omega_t^2(t) \tag{19}$$

$$K_{opt} = \frac{\eta_g\, \rho\, A\, R_t^3\, C_{p,opt}}{2\, \lambda_{opt}^3} \tag{20}$$

El estado energético del volante se obtiene directamente de su inercia y velocidad angular. El SOC se normaliza entre los límites mecánicos admisibles; por tanto, no es una variable arbitraria del controlador, sino una magnitud física asociada a la energía cinética almacenable (Bolund et al., 2007; Sebastián and Peña Alzola, 2012; Díaz-González et al., 2013a, 2013b).

En el bloque energético del volante, J es la inercia total equivalente vista por el eje, ω_{fw} la velocidad angular del volante, E_k la energía cinética almacenada, E_{min} y E_{max} los límites energéticos asociados a las velocidades admisibles, y SOC la normalización de E_k entre esos límites. Por tanto, SOC = 0 y SOC = 1 no son consignas arbitrarias, sino los extremos mecánicos definidos para la simulación.

$$E_k(t) = \frac{1}{2}\, J\, \omega_{fw}^2(t) \tag{21}$$

$$SOC(t) = \frac{E_k(t) - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \tag{22}$$

$$E_{min} = \frac{1}{2} J \omega_{min}^2 \tag{23}$$

$$E_{max} = \frac{1}{2} J \omega_{max}^2 \tag{24}$$

La energía usada entonces será la diferencia de las dos:

$$E_{use} \approx 27.1\, Wh$$

Para el accionamiento se adopta un modelo dq de máquina asíncrona (Bose, 2002; Krause et al., 2013). En el estator, las tensiones dependen de las resistencias, de la variación del flujo y de los términos cruzados de velocidad eléctrica.

En las ecuaciones dq, v_{ds} y v_{qs} son tensiones de estator, i_{ds} e i_{qs} corrientes de estator, psi_{ds} y psi_{qs} flujos de estator, R_s la resistencia estatórica y ω_e la velocidad eléctrica síncrona. En

el rotor se emplean las variables homólogas i_{dr}, i_{qr}, psi_{dr} y psi_{qr}; el término $\omega_e - \omega_r$ representa el deslizamiento eléctrico de la máquina de inducción.

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_e \psi_{qs} \quad (25)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_e \psi_{ds} \quad (26)$$

Las ecuaciones de rotor se expresan en cortocircuito, como corresponde a una máquina de inducción, e introducen el deslizamiento entre la velocidad síncrona eléctrica y la velocidad eléctrica del rotor (Bose, 2002; Krause et al., 2013).

$$0 = R_r i_{dr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} - (\omega_e - \omega_r)\psi_{qr} \quad (27)$$

$$0 = R_r i_{qr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} + (\omega_e - \omega_r)\psi_{dr} \quad (28)$$

$$\psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (29)$$

$$\psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (30)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p\left(\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}\right) \quad (31)$$

$$P_{em} = T_e \omega_{fw} \quad (32)$$

Las pérdidas se separan en una parte mecánica común al volante y pérdidas eléctricas propias del conjunto máquina-convertidor. Esta separación es útil porque permite actualizar el modelo cuando se identifiquen datos experimentales sin cambiar la estructura del EMS (Bose, 2002; Krause et al., 2013; Díaz-González et al., 2013b).

En el modelo de pérdidas, P_{mech} agrupa rozamientos y pérdidas mecánicas dependientes de velocidad, P_{cu} representa pérdidas de cobre, $P_{fe,0}$ aproxima pérdidas de hierro en vacío y $k_{conv}|P_{elec}|$ añade una pérdida proporcional al intercambio eléctrico del convertidor. Estos términos no modifican la estructura del EMS, pero sí desplazan la potencia que debe compensarse para evitar deriva energética.

$$P_{mech} = P_{aux} + c_w \omega_{fw} + c_{w2} \omega_{fw}^2 \quad (33)$$

$$P_{cu} = 3R_s\left(i_d^2 + i_q^2\right) \quad (34)$$

$$P_{loss} = P_{mech} + P_{cu} + P_{fe,0} + k_{conv}|P_{elec}| \quad (35)$$

Siendo:

$$P_{aux} = 22\ W$$
$$c_w = 0.20$$
$$c_{w2} = 3.0 \cdot 10^{-5}$$
$$R_s = 0.32\ \Omega$$
$$P_{fe,0} = 8\ W$$
$$k_{conv} = 0.006$$

El EMS parte de una referencia filtrada. La constante temporal del filtro queda asociada a la frecuencia de corte seleccionada, por lo que el parámetro fc controla directamente qué fluctuaciones se asignan al volante y cuáles permanecen en la potencia de red (Díaz-González et al., 2013a, 2014; Lamsal et al., 2019).

En el EMS, P_f es la potencia eólica filtrada, $\tau_f = \frac{1}{2\pi f_c}$ es la constante temporal asociada a la frecuencia de corte, P_{comp}^* es el residuo de compensación, P_{SOC} es la corrección lenta que devuelve el volante hacia SOC_{ref}, K_{SOC} y τ_{SOC} fijan la intensidad y lentitud de esa recuperación, α_{Loss} pondera la compensación de pérdidas, y $sat_{P,T,I,SOC}$ limita la consigna por potencia, par, corriente y energía disponible.

$$\tau_f \frac{dP_f}{dt} + P_f = P_{wt}, \tau_f = \frac{1}{2\pi f_c} \quad (36)$$

$$P_{comp}^* = P_f - P_{wt} \quad (37)$$

$$\tau_{SOC} \frac{dP_{SOC}}{dt} + P_{SOC} = K_{SOC}(SOC_{ref} - SOC) \quad (38)$$

$$P_{fw}^* = sat_{P,T,I,SOC}\{P_{comp}^* + P_{SOC} + \alpha_{loss}\, P_{loss}\} \quad (39)$$

$$P_{grid} = P_{wt} + P_{fw} \quad (40)$$

$$|P_{fw}| \le P_{n,FESS} \quad (41)$$

$$|T_e| \le T_{max} \quad (42)$$

$$\sqrt{i_d^2 + i_q^2} \le I_{max} \quad (43)$$

$$SOC_{min} \le SOC \le SOC_{max} \quad (44)$$

Las reducciones se evalúan con métricas espectrales por banda. En cada banda B se compara la energía espectral de la potencia eólica original con la de la potencia resultante tras la acción del FESS.

3.2. Identificación y selección de parámetros.

La parametrización se separa en tres grupos para que el modelo sea trazable. Los parámetros físicos medidos o conocidos del banco incluyen la inercia equivalente J, los límites de velocidad ω_{min} y ω_{max}, la potencia nominal útil del FESS, el límite de carga y el periodo de muestreo de 300 ms. Los parámetros eléctricos de la máquina y del accionamiento, como R_s, inductancias equivalentes, límite de corriente, límite de par y pérdidas en vacío, se introducen desde ficha técnica o quedan preparados para identificación experimental posterior mediante maniobras de aceleración y deceleración.

Los parámetros de diseño del EMS se seleccionan mediante barrido. Para cada par (P_{nom}, f_c) se simula el mismo recurso de viento, se calcula la referencia filtrada, se aplica la corrección de SOC alrededor de $SOC_{ref} = 0.5$ y se activa la compensación de pérdidas. El caso se acepta solo si cumple simultáneamente reducción mínima en la banda objetivo, SOC dentro de los límites, deriva final pequeña, saturación de potencia despreciable y ausencia de bloqueo por protección energética. Así, f_c controla la banda temporal que se suaviza y K_{SOC}, τ_{SOC} y α_{loss} se ajustan para recuperar energía de forma lenta sin reinyectar oscilaciones rápidas en P_{grid}.

En las métricas espectrales, $S_{P_{grid}}(f)$ y $S_{P_{wt}}(f)$ son las densidades espectrales de potencia de la señal suavizada y de la potencia eólica original. Red_B expresa la reducción porcentual de energía espectral en la banda B, mientras que $Aten_B$ expresa la atenuación equivalente en decibelios. La condición de viabilidad combina reducción mínima, límites de SOC, ausencia de saturaciones persistentes y deriva final acotada.

$$Red_B = 100\left(1 - \frac{\int S_{Pgrid}(f)df}{\int S_{Pwt}(f)df}\right) \quad (45)$$

$$Aten_B = 10\,log_{10}\left(\frac{\int S_{Pwt}(f)df}{\int S_{Pgrid}(f)df}\right) \quad (46)$$

$$P_{nom,max}^{(B)}(f_c) = max\{P_{nom}: viable(P_{nom}, f_c) \wedge Red_B \geq Red_{B,min}\} \quad (47)$$

3.3. Dimensionado por bandas temporales.

Se construyó también un procedimiento de dimensionado. Para cada potencia nominal eólica y cada frecuencia de corte se simulan varios perfiles de viento, se calculan métricas espectrales de reducción en bandas de paso de tres palas (3P), 10 s, 30 s y 60 s, y se comprueban restricciones de SOC final, SOC mínimo y máximo, saturación de potencia y bloqueo por protección energética. La salida no es un punto óptimo, más bien una frontera de potencia máxima viable para cada banda temporal de interés, siguiendo la lógica de los estudios que separan suavizado por banda, estado de carga y restricciones de potencia (Díaz-González et al., 2013a, 2014; Jabir et al., 2017; Lamsal et al., 2019; Barra et al., 2021).

Separando así tres preguntas que a menudo se mezclan en el dimensionado: qué banda temporal se desea mitigar, qué potencia eólica se quiere asociar al volante y qué agresividad en suavizado puede soportarse sin vaciar o saturar el sistema. Así, un mismo volante puede ser adecuado para una turbina elevada si solo se exige atenuar una componente rápida, pero insuficiente para esa misma potencia si se pretende suavizar variaciones de decenas de segundos.

4. Resultados preliminares

Como prueba preliminar se evaluaron dos casos de sistema completo con aerogenerador escalado a 10 y 20 kW. En ambos casos se obtuvo un comportamiento plausible de turbina, con relación de punta de pala media cercana al óptimo y coeficiente de potencia medio de 0,439. El caso de 10 kW, con frecuencia de corte de 0,04 Hz, alcanzó una reducción 3P del 88,12 %, reducción en 10 s del 87,64 % y reducción en 30 s del 85,09 %. El SOC permaneció entre 0,354 y 0,576, con potencia máxima de volante de 1,57 kW y sin saturaciones.

El caso de 20 kW, con frecuencia de corte de 0,08 Hz, mantuvo una reducción 3P muy similar, 88,08 %, y una reducción en 10 s del 84,87 %. Como era esperable al aumentar la escala eólica y desplazar la frecuencia de corte, las reducciones en 30 s y 60 s fueron menores, 55,69 % y 37,63 %, respectivamente. El SOC quedó entre 0,291 y 0,582 y la potencia máxima del volante fue 2,98 kW, sin saturación de par, corriente ni potencia.

Tabla 1. Resultados preliminares del modelo.

Caso	Potencia/frecuencia	Reducción espectral	SOC	Pico FESS / pérdidas
10 kW	10 kW / 0.04 Hz	3P 88.1 %; 10 s 87.6 %	0.354-0.576	1.57 kW / 104 W
20 kW	20 kW / 0.08 Hz	3P 88.1 %; 10 s 84.9 %	0.291-0.582	2.98 kW / 108 W

Tabla 2. Sensibilidad preliminar de los principales parámetros de diseño del EMS en la arquitectura 4Q-IM / Powerdrive.

Variación	Resultado observado	Interpretación para diseño
$\boldsymbol{f_c}$: 0.04 −> 0.10 Hz con $\boldsymbol{P_{nom}}$ = 20 kW	Red_{10s}: 86.5 −> 79.1 %; Red_{30s}: 83.3 −> 43.7 %; SOC: 0.212-0.675 −> 0.351-0.592.	Al aumentar f_c se conserva la mitigación rápida, pero se reducen las mejoras en bandas lentas; el SOC oscila menos porque el EMS intercambia menos energía de baja frecuencia.
$\boldsymbol{P_{nom}}$: 20 −> 50 kW con $\boldsymbol{f_c}$ = 0.10 Hz	Red_{3P}: 84.9 −> 82.3 %; Red_{10s}: 79.1 −> 78.9 %; $P_{fw,max}$: 3.00 −> 6.79 kW; SOC: 0.351-0.592 −> 0.082-0.718.	La demanda de potencia del volante escala casi proporcionalmente y el margen energético se estrecha; el caso de 50 kW sigue siendo viable, pero trabaja cerca de los límites de SOC.
Banda objetivo: 3P frente a 10-60 s	Con f_c >= 0.20 Hz la frontera robusta se mantiene para 3P, pero deja de ser robusta para 10, 30 y 60 s.	La selección de f_c debe fijarse a partir de la banda que se desea suavizar; no existe un único ajuste óptimo para todas las escalas temporales.

El FESS no se dimensiona para entregar energía neta durante horizontes largos, sino para intercambiar fluctuaciones de media aproximadamente nula alrededor de una referencia filtrada. La corrección lenta de SOC y la compensación de pérdidas cierran el balance energético: si una secuencia de viento desplaza el SOC de forma sostenida, el caso se rechaza en el barrido por deriva final, bloqueo energético o cruce de límites. En los casos de la Tabla 1, el SOC permanece acotado entre 0.354-0.576 y 0.291-0.582, respectivamente, sin saturaciones de potencia, par ni corriente, lo que apoya la estabilidad energética del lazo en el horizonte simulado.

El barrido de dimensionado confirma que no existe una única potencia eólica adecuada: depende de la banda que se quiera compensar. Para atacar solo la componente rápida 3P, el método admite potencias eólicas mucho mayores que para suavizados lentos. Si se exige rendimiento en 60 s, la potencia viable cae a 13,5 kW con frecuencia de corte de 0,04 Hz; para 30 s se selecciona 30 kW con 0,08 Hz; para 10 s se alcanza 50 kW con 0,20 Hz; y para 3P se puede llegar a 100 kW con 0,80 Hz. La Figura 3 muestra esta frontera.

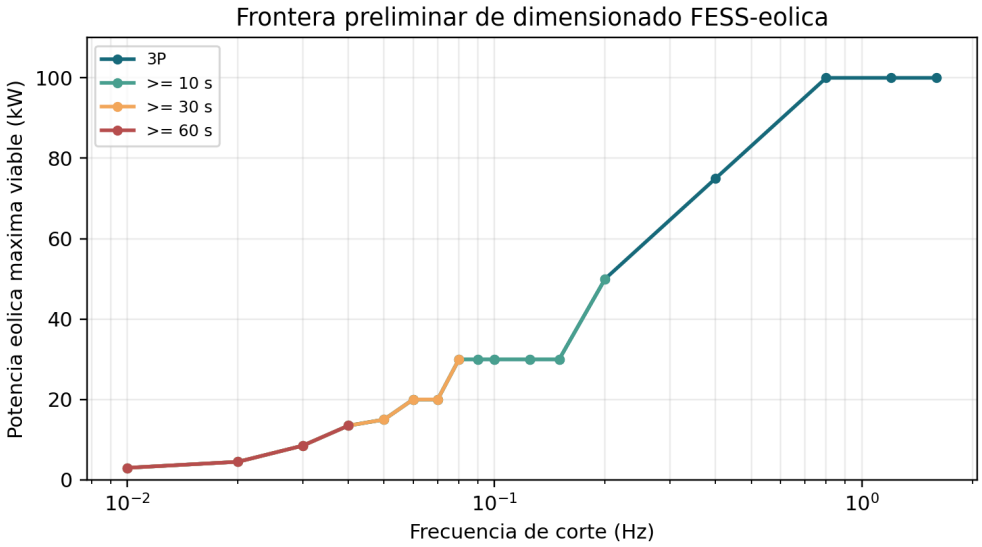


Figura 3. Frontera preliminar de potencia eólica viable en función de la frecuencia de corte y de la banda objetivo.

5. Discusión y trabajo futuro.

Estos resultados son simulaciones del avance del trabajo realizado, no están validados aún y es por ello por lo que se trata de trabajo aún en proceso. Sin embargo, esta metodología presenta una fortaleza y es que cada bloque está basado en formulaciones reconocibles: aerodinámica de turbina, energía cinética del volante, modelo dq de máquina asíncrona, pérdidas separadas y control con saturaciones físicas (Bose, 2002; Slootweg et al., 2003; Bolund et al., 2007; Bianchi et al., 2007; Sebastián and Peña Alzola, 2012; Díaz-González et al., 2013a, 2013b, 2014; Krause et al., 2013). Por tanto, el modelo es defendible como herramienta de dimensionado y diseño de experimentos, aunque todavía no sustituye a la validación sobre el banco.

La siguiente fase requiere implementar un accionamiento regenerativo de cuatro cuadrantes con control vectorial y capacidad de aceptar consignas externas de par o potencia. Esta modificación es necesaria porque el control por velocidad/rampa no ofrece la inmediatez ni la observabilidad necesarias para cerrar un lazo de potencia activa. Con la instrumentación actualizada, el modelo podrá calibrarse con mapas de pérdidas, respuesta de par, retardos y límites reales (Bose, 2002; Carrasco et al., 2006; Krause et al., 2013). Actualmente se está a la espera de que realicen las modificaciones oportunas en el hardware para poder aplicar este control y validarlo.

Por otro lado, se ha avanzado en una parametrización equivalente de una arquitectura de máquina síncrona de imanes permanentes (Permanent Magnet Synchronous Machine, PMSM) manteniendo comunes el recurso eólico, el volante físico y las métricas de evaluación. Esa línea no se desarrolla en este artículo, pero abre una comparación técnica y económica entre arquitecturas de accionamiento. El interés no reside solo en el EMS, sino en disponer de modelos paramétricos que permitan estudiar la viabilidad por sector, escala de potencia y banda temporal objetivo (Jia et al., 2022; Zhou et al., 2025).

6. Conclusiones.

Se ha presentado una arquitectura de modelado parametrizado para un FESS industrial regenerativo aplicado al suavizado de potencia eólica. Con la finalidad de corregir una limitación detectada en el control experimental por velocidad y rampa: la variable de interés para compensar renovables es la potencia activa, no la velocidad. Se trata de una herramienta para simular y desarrollar EMS aplicados para suavizar y regular la potencia deseada a suministrar en la red eléctrica, ayudando también a estimar las capacidades de un sistema determinado y por ende al dimensionado correcto del mismo. Al ser un modelo paramétrico presenta también la ventaja de ser flexible y adaptable a distintos equipos de diferentes topologías o tamaños dentro del grupo presentado para este modelado.

Las simulaciones preliminares muestran que, para los casos 10 y 20 kW, el modelo permite reducciones rápidas elevadas, SOC acotado y operación sin saturaciones. Además, el barrido propuesto permite estimar qué potencia eólica es compatible con el FESS según la banda de suavizado buscada. La validación experimental con control regenerativo por par/potencia constituye el paso inmediato para cerrar el trabajo.

Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo del grupo de investigación y del personal técnico implicado en el desarrollo del banco experimental. Este manuscrito se presenta como avance metodológico y de modelado pendiente de validación experimental completa.

Referencias

Amiryar, M. E., Pullen, K. R., 2017. A review of flywheel energy storage system technologies and their applications. Applied Sciences 7(3), 286. DOI: 10.3390/app7030286

Barra, P. H. A., de Carvalho, W. C., Menezes, T. S., Fernandes, R. A. S., Coury, D. V., 2021. A review on wind power smoothing using high-power energy storage systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 137, 110455. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110455

Bianchi, F. D., De Battista, H., Mantz, R. J., 2007. Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design. Springer, London.

Bolund, B., Bernhoff, H., Leijon, M., 2007. Flywheel energy and power storage systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 11, 235-258. DOI: 10.1016/j.rser.2005.01.004

Bose, B. K., 2002. Modern Power Electronics and AC Drives. Prentice Hall, Upper Saddle River.

Cabrera, P., Lund, H., Carta, J. A., 2018a. Smart renewable energy penetration strategies on islands: The case of Gran Canaria. Energy 162, 421-443. DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.020

Cabrera, P., Carta, J. A., González, J., Melián, G., 2018b. Wind-driven SWRO desalination prototype with and without batteries: A performance simulation using machine learning models. Desalination 435, 77-96. DOI: 10.1016/j.desal.2017.11.044

Cabrera, P., Carta, J. A., Lund, H., Thellufsen, J. Z., 2021. Large-scale optimal integration of wind and solar photovoltaic power in water-energy systems on islands. Energy Conversion and Management 235, 113982. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.113982

Cabrera, P., Carta, J. A., Matos, C., Lund, H., 2024. Lessons learned in wind-driven desalination systems in the Canary Islands. Desalination 583, 117697. DOI: 10.1016/j.desal.2024.117697

Cabrera Santana, P., Carta, J. A., González, J., Melián, G., 2017. Artificial neural networks applied to manage the variable operation of a simple seawater reverse osmosis plant. Desalination 416, 140-156. DOI: 10.1016/j.desal.2017.04.032

Cardenas, R., Peña, R., Asher, G., Clare, J., 2001. Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine. IEEE Transactions on Industrial Electronics 48, 625-635. DOI: 10.1109/41.925590

Cardenas, R., Peña, R., Asher, G., Clare, J., Blasco-Gimenez, R., 2004. Control strategies for power smoothing using a flywheel driven by a sensorless vector-controlled induction machine operating in a wide speed range. IEEE Transactions on Industrial Electronics 51, 603-614. DOI: 10.1109/TIE.2004.825345

Carrasco, J. M., Franquelo, L. G., Bialasiewicz, J. T., Galván, E., Portillo Guisado, R. C., Prats, M. A. M., León, J. I., Moreno-Alfonso, N., 2006. Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. IEEE Transactions on Industrial Electronics 53, 1002-1016. DOI: 10.1109/TIE.2006.878356

Cimuca, G. O., Saudemont, C., Robyns, B., Radulescu, M. M., 2006. Control and performance evaluation of a flywheel energy-storage system associated to a variable-speed wind generator. IEEE Transactions on Industrial Electronics 53, 1074-1085. DOI: 10.1109/TIE.2006.878326

de Siqueira, L. M. S., Peng, W., 2021. Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: A review. Journal of Energy Storage 35, 102252. DOI: 10.1016/j.est.2021.102252

Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., Bianchi, F. D., 2013a. Energy management of flywheel-based energy storage device for wind power smoothing. Applied Energy 110, 207-219. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.04.029

Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., Villafáfila-Robles, R., 2013b. Modeling, control and experimental validation of a flywheel-based energy storage device. EPE Journal 23, 41-51. DOI: 10.1080/09398368.2013.11463852

Díaz-González, F., Bianchi, F. D., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., 2014. Control of a flywheel energy storage system for power smoothing in wind power plants. IEEE Transactions on Energy Conversion 29, 204-214. DOI: 10.1109/TEC.2013.2292495

Jabir, M., Illias, H. A., Raza, S., Mokhlis, H., 2017. Intermittent smoothing approaches for wind power output: A review. Energies 10(10), 1572. DOI: 10.3390/en10101572

Jia, Y., Wu, Z., Bao, M., Zhang, J., Yang, P., Zhang, Z., 2022. Control strategy of MW flywheel energy storage system based on a six-phase permanent magnet synchronous motor. Energy Reports 8, 11927-11937. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.09.048

Khodadoost Arani, A. A., Karami, H., Gharehpetian, G. B., Hejazi, M. S. A., 2017. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids. Renewable and Sustainable Energy Reviews 69, 9-18. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.166

Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D., Pekarek, S., 2013. Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, 3rd ed. Wiley-IEEE Press, Hoboken.

Lamsal, D., Sreeram, V., Mishra, Y., Kumar, D., 2019. Output power smoothing control approaches for wind and photovoltaic generation systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 113, 109245. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109245

Lund, H., Thellufsen, J. Z., Østergaard, P. A., Sorknæs, P., Skov, I. R., Mathiesen, B. V., 2021. EnergyPLAN: Advanced analysis of smart energy systems. Smart Energy 1, 100007. DOI: 10.1016/j.segy.2021.100007

Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J., 2015. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy 137, 511-536. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081

Mousavi G., S. M., Faraji, F., Majazi, A., Al-Haddad, K., 2017. A comprehensive review of Flywheel Energy Storage System technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67, 477-490. DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.060

Muljadi, E., Butterfield, C. P., Chacon, J., Romanowitz, H., 2006. Power quality aspects in a wind power plant. IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-10.

Sebastián, R., Peña Alzola, R., 2012. Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system. Renewable and Sustainable Energy Reviews 16, 6803-6813. DOI: 10.1016/j.rser.2012.08.008

Slootweg, J. G., de Haan, S. W. H., Polinder, H., Kling, W. L., 2003. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. IEEE Transactions on Power Systems 18, 144-151. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.807113

Zhang, J., Wang, Y. H., Liu, G., Tian, G. Z., 2022. A review of control strategies for flywheel energy storage system and a case study with matrix converter. Energy Reports 8, 3948-3963. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.009

Zhao, H., Wu, Q., Hu, S., Xu, H., Rasmussen, C. N., 2015. Review of energy storage system for wind power integration support. Applied Energy 137, 545-553. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.103

Zhou, J., Jia, Y., Sun, C., 2025. Flywheel energy storage system controlled using tube-based deep Koopman model predictive control for wind power smoothing. Applied Energy 381, 125117. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.125117