

Control Adaptativo de Turbina Eólica Flotante

Juan Camilo Castellanos Guzman

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

Ingeniero Electricista

Director:

Ph.D Jose Jorge Carreño Zagarra

Codirector:

Ph.D Rodolfo Villamizar Mejia

Codirectora:

MSc Diana Katheryn Poveda Rodriguez

Línea de Investigación:

Supervisión experta, automatización y control

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de

Telecomunicaciones

Bucaramanga, Colombia

2025

Dedicatoria

A mi madre, Sonia Milena Guzmán, cuyo amor, esfuerzo y compañía han sido mi mayor motor en este camino. A mis abuelos, José Jairo Guzmán y Rosa Miryam Bernal, por su constante apoyo, su presencia incondicional y por estar siempre cuando más los he necesitado. Gracias por sostenerme y creer en mí.

Agradecimientos

A lo largo de este proyecto he contado con el apoyo de personas que dejaron una huella importante en el camino. Quiero agradecer al profesor José por su guía clara y constante, al profesor Rodolfo por sus aportes precisos y su visión crítica, y a la profesora Diana por su cercanía y respaldo en los momentos más exigentes. Cada uno, desde su rol, contribuyó de manera fundamental a que este trabajo llegara a buen término. Gracias por estar presentes y por compartir su experiencia conmigo.

Contenido

Introducción	8
1 Conceptos previos	10
1.1 Energía eólica	10
1.2 Clasificación Aerogeneradores	10
1.3 Turbina eólica flotante	11
1.3.1 <i>Tipos de plataformas flotantes para turbinas eólicas</i>	11
1.4 Conversión de energía eólica	12
1.5 Coeficiente de potencia C_p	13
1.6 Modelo dinámico	14
1.7 Esquema de entradas y salidas	15
1.8 Parámetros Turbina eólica	15
1.9 Control adaptativo	17
1.10 Baseline Controller	19
2 Desarrollo de la solución	22
2.1 Linealización y reducción de modelos de turbina	22
2.2 Diseño de controladores	24
2.3 GPI Adaptativo	28
2.4 Índices de desempeño	30
2.5 Función costo	34
2.6 Resultados	35
3 Conclusiones	41
4 Recomendaciones	42
Referencias Bibliográficas	43

Resumen

Título: Control adaptativo de turbina eólica flotante^{*}

Autor: Juan Camilo Castellanos Guzman^{**}

Palabras clave: Control adaptativo, turbina eólica flotante, eficiencia energética, control robusto

Descripción:

El control de turbinas eólicas flotantes enfrenta desafíos debido a su comportamiento no lineal y a las perturbaciones externas, lo que limita la efectividad de los sistemas de control estático. El control adaptativo emerge como una solución flexible que mejora la eficiencia energética y protege la estructura de la turbina, haciéndola más competitiva. Este enfoque es crucial para optimizar el rendimiento y la durabilidad de las turbinas, esenciales para el futuro de las energías renovables.

Este trabajo de grado propone un control adaptativo que ajusta los parámetros del controlador en tiempo real en función del comportamiento de la turbina ante las variaciones del viento. Los resultados muestran mejoras significativas en el desempeño de la turbina eólica y en la eficiencia energética en comparación con el control convencional del National Renewable Energy Laboratory (NREL). La solución presentada también demuestra robustez ante perturbaciones imprevistas, mejorando la estabilidad estructural y la confiabilidad en entornos marinos cambiantes. Además, contribuye al desarrollo de métodos más efectivos en el diseño de controladores para aplicaciones en energía renovable.

^{*}Trabajo de Grado

^{**}Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Abstract

Title: Adaptive control of floating wind turbine *

Author: Juan Camilo Castellanos Guzman **

Keywords: Adaptive control, floating wind turbine, energy efficiency, robust control

Description:

The control of floating wind turbines faces challenges due to their nonlinear behavior and external disturbances, which limit the effectiveness of static control systems. Adaptive control emerges as a flexible solution that enhances energy efficiency and protects the turbine's structure, making it more competitive. This approach is crucial for optimizing the performance and durability of turbines, which are essential for the future of renewable energy.

This thesis proposes an adaptive control system that adjusts the controller parameters in real time based on the turbine's response to wind variations. The results show significant improvements in wind turbine performance and energy efficiency compared to the conventional control developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). The proposed solution also demonstrates robustness against unforeseen disturbances, enhancing structural stability and reliability in changing offshore environments. Furthermore, it contributes to the development of more effective methodologies for designing controllers in renewable energy applications.

*Bachelor Thesis

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director Jose Jorge Carreño Zagarra. Codirector Rodolfo Villamizar Mejia. Codirectora Diana Katheryn Poveda Rodriguez

Introducción

En la búsqueda de soluciones sostenibles para la generación de energía, las turbinas eólicas flotantes se presentan como una alternativa innovadora y prometedora. Estas estructuras, que operan en alta mar, aprovechan los vientos constantes y potentes del océano, contribuyendo significativamente a la generación de electricidad. Sin embargo, su eficiencia y estabilidad pueden verse afectadas por las condiciones dinámicas del entorno marino, lo que representa un desafío clave para su implementación a gran escala.

Este problema cobra especial relevancia en el contexto actual de transición energética y mitigación del cambio climático. La dependencia de fuentes de energía no renovables sigue siendo un obstáculo para la sostenibilidad y, aunque la energía eólica es una opción limpia y renovable, las turbinas flotantes enfrentan retos como su comportamiento no lineal y las perturbaciones externas, lo que puede comprometer su rendimiento. Métodos de control convencionales, como el PID, suelen ser insuficientes para maximizar la eficiencia operativa en tiempo real, lo que puede derivar en una generación de energía subóptima y un desgaste prematuro de las estructuras.

A lo largo del tiempo, se han explorado diversas estrategias para mejorar el desempeño de las turbinas eólicas. Sin embargo, muchas soluciones se han basado en sistemas de control estático que no logran adaptarse de manera eficiente a las variaciones del entorno marino. En este contexto, este trabajo de grado propone un sistema de control adaptativo que ajusta dinámicamente los parámetros del controlador en función de la respuesta de la turbina a los cambios en el viento. Esta estrategia no solo optimiza la eficiencia energética, sino que también contribuye a la protección estructural de la turbina frente a condiciones cambiantes, diferenciándose de enfoques previos.

Los resultados obtenidos en este estudio evidencian mejoras significativas en el desempeño y la eficiencia energética en comparación con métodos convencionales, como los desarrollados por el

National Renewable Energy Laboratory (NREL). Además, la robustez del sistema propuesto ante perturbaciones inesperadas refuerza la estabilidad estructural y la confiabilidad de las turbinas en entornos marinos. Más allá de la optimización del rendimiento de las turbinas flotantes, este trabajo representa un avance en el desarrollo de estrategias más efectivas para el diseño de controladores aplicados a la energía renovable.

El impacto de estos avances es significativo. Al mejorar la eficiencia y estabilidad operativa de las turbinas flotantes, se espera un incremento sustancial en la producción de energía renovable, lo que contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al avance hacia una matriz energética más limpia y sostenible.

Objetivo general

El objetivo principal de este proyecto es mejorar el desempeño dinámico de una turbina eólica flotante que será implementada en MATLAB, con el propósito de optimizar el rendimiento y eficiencia. A través de esta solución, se busca abordar la complejidad asociada al control de turbinas eólicas.

Objetivos específicos:

- Implementar un modelo no lineal de una turbina eólica de 5 MW utilizando MATLAB Simulink.
- Diseñar un controlador adaptativo basado en el control por rechazo activo de perturbaciones, para la regulación de la velocidad de la turbina y la potencia activa.
- Evaluar el rendimiento del controlador diseñado comparándolo con el esquema de control convencional empleado en la industria, considerando diversas condiciones de operación.

1. Conceptos previos

1.1 Energía eólica

La energía eólica es una forma sostenible de generación de energía que aprovecha la fuerza del viento para producir electricidad. Se basa en la utilización de aerogeneradores o turbinas eólicas, dispositivos que convierten la energía cinética del viento en electricidad de manera eficiente. Cuando las aspas de los aerogeneradores son impulsadas por el viento, generan un movimiento rotativo que, a su vez, es convertido en energía eléctrica por medio de un generador. Esta fuente de energía renovable contribuye significativamente a la diversificación de las fuentes de energía y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, desempeñando así un papel crucial en la transición hacia un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

1.2 Clasificación Aerogeneradores

Un aerogenerador es una sofisticada infraestructura diseñada para aprovechar la energía cinética del viento y convertirla en electricidad de manera eficiente. Constituido por un conjunto de aspas acopladas a un rotor, el aerogenerador se sitúa estratégicamente en áreas con vientos consistentes. A medida que el viento incide sobre las aspas, estas experimentan un movimiento rotativo que activa un generador interno. Este proceso de conversión mecánica a eléctrica permite la generación de energía renovable de manera respetuosa con el medio ambiente. Los aerogeneradores se despliegan tanto en parques eólicos terrestres como en instalaciones marinas, contribuyendo significativamente a la diversificación de fuentes energéticas y a la mitigación de los impactos ambientales asociados con la generación convencional de electricidad.

Los aerogeneradores se pueden clasificar en:

- **Según su ubicación:** Terrestres, Marinos
- **Según la orientación del eje:** Eje horizontal, Eje vertical
- **Según el número de palas:** Aerogeneradores de tres palas, Aerogeneradores de dos palas o más

1.3 Turbina eólica flotante

Una turbina eólica flotante es una innovadora tecnología diseñada para aprovechar la energía eólica en entornos marinos, donde la profundidad del agua hace que la instalación de turbinas fijas sea inviable. A diferencia de las turbinas eólicas tradicionales, estas estructuras están montadas sobre plataformas flotantes ancladas al lecho marino, permitiendo su despliegue en aguas más profundas. La turbina eólica flotante utiliza el mismo principio básico que sus contrapartes terrestres: las corrientes de viento giran las aspas, generando movimiento rotativo que se convierte en electricidad mediante un generador.

1.3.1 *Tipos de plataformas flotantes para turbinas eólicas*

En la actualidad existen cuatro tipos de plataformas flotantes para aerogeneradores :

- **Barge:** Plataforma flotante plana y de baja altura utilizada como base para la turbina eólica. Puede contar con un sistema de posicionamiento dinámico para mantenerse en posición, con la turbina instalada en su parte superior.
- **Semisumergible:** Consta de dos o más columnas que se extienden hacia abajo desde una plataforma flotante en la superficie. La plataforma está parcialmente sumergida, lo que proporciona estabilidad.
- **Spar:** Estructura cilíndrica flotante con un centro de gravedad bajo. Puede tener una columna cilíndrica sumergida y una plataforma superior que actúa como contrapeso.

- **Tensioned Legs Platform (TLP):** Diseño que utiliza piernas o columnas que se extienden desde la plataforma flotante hasta el lecho marino, manteniéndola en su lugar. Las piernas están sometidas a tensiones para proporcionar estabilidad.

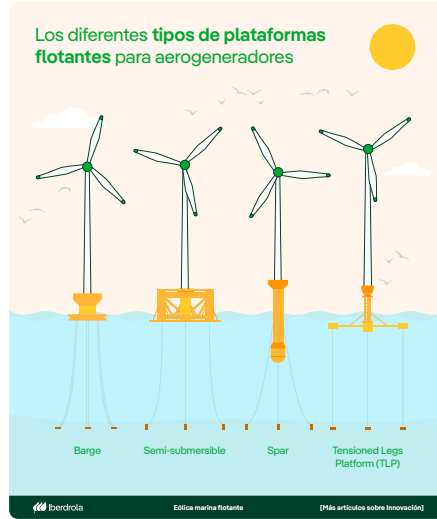


Figura 1.1: Tipos de plataformas flotantes para aerogeneradores. Tomado de: *Iberdrola* [2025].

1.4 Conversión de energía eólica

La potencia del viento es una fuerza natural fundamental que ha sido aprovechada por siglos para diversas aplicaciones humanas, desde la navegación hasta la generación de energía. En el contexto de la energía eólica moderna, la potencia del viento se convierte en un recurso valioso para la producción de energía eléctrica mediante el uso de turbinas eólicas. La capacidad de transformar la energía cinética contenida en el aire en movimiento en energía mecánica o eléctrica es el principal objetivo de las turbinas eólicas.

Teniendo la expresión de la energía cinética como :

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.1)$$

con un flujo de masa $\dot{m} = \rho v A$, la potencia del viento queda :

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1.2)$$

donde ρ es la densidad del aire , A el área que atraviesa el aire y v la velocidad del aire . La potencia real capturada por una turbina eólica es generalmente menor que la potencia teórica disponible en el viento incidente debido a un coeficiente de potencia (C_p) que limita la potencia en la turbina

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \theta) v^3 \quad (1.3)$$

1.5 Coeficiente de potencia C_p

Este coeficiente representa la eficiencia con la que una turbina eólica puede convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica utilizable. Matemáticamente, se define como la relación entre la potencia eléctrica generada por la turbina y la potencia cinética del viento incidente. La ley de Betz establece un valor máximo para $C_p = 16/27 \approx 0,593$.

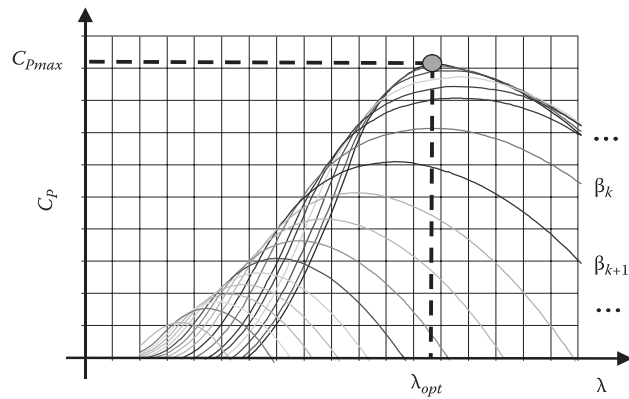


Figura 1.2: Gráfica C_p . Tomado de: *Garcia-Sanz & Houppis* [2012].

1.6 Modelo dinámico

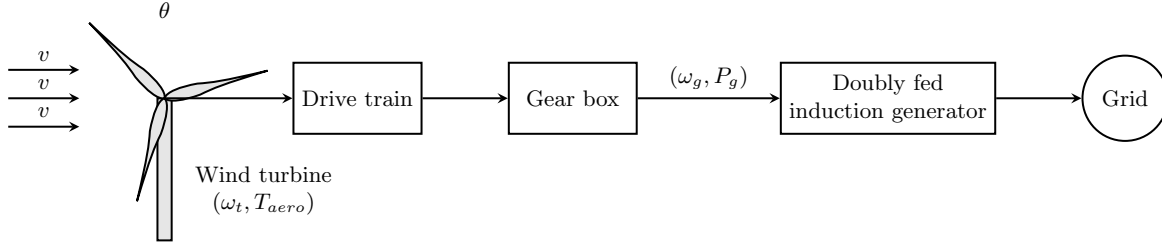


Figura 1.3: Esquema Turbina eólica

El modelo del sistema de transmisión de doble masa con eje flexible puede describirse con las siguientes ecuaciones :

$$J_t \dot{\omega}_t = T_{aero} - NT_G \quad (1.4)$$

$$m_{eT} \ddot{x}_T + c_{eT} \dot{x}_T + k_{eT} (x_T - x_{0T}) = F_{aero} \quad (1.5)$$

$$P_{ele} = \eta_{ele} T_G N \omega_t \quad (1.6)$$

Donde J_t es la inercia de la turbina , ω_t es la velocidad del rotor , T_{aero} es el torque aerodinámico , N es la relación de la caja de cambios, T_G es el torque del generador, m_{eT} es la masa modal equivalente de la torre, c_{eT} es el amortiguamiento estructural, k_{eT} es la rigidez a la flexión , x_T es el desplazamiento de la torre , x_{0T} es la posición inicial de la torre , η_{ele} es la eficiencia del eléctrica, la fuerza aerodinámica (F_{aero}) se define como :

$$F_{aero} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_T(\lambda, \theta) v_{rel}^2 \quad (1.7)$$

el torque aerodinámico (T_{aero}) se define como :

$$T_{aero} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi C_P(\lambda, \theta) R^3 v_{rel}^2}{\lambda} \quad (1.8)$$

Donde θ es el ángulo de avance, ρ es la densidad del aire, πR^2 es el área total de la turbina, C_p es el coeficiente de potencia no lineal v_{rel} es la velocidad relativa ($v - \dot{x}_T$), $\lambda = \omega_t R / v_{rel}$ es la relación de velocidad.

1.7 Esquema de entradas y salidas

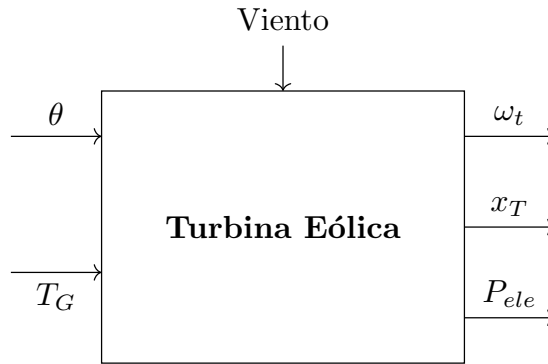


Figura 1.4: Esquema de entradas y salidas del sistema

Las variables fundamentales, como el torque del generador (T_G) y el ángulo de avance (θ), están estrechamente relacionadas y afectan directamente la velocidad del rotor y el desplazamiento de la torre. Variaciones en T_G influyen en la velocidad de rotación del rotor, impactando la generación de energía. De manera similar, cambios en θ pueden alterar el desplazamiento de la torre, lo que podría afectar su estabilidad estructural, especialmente en entornos de viento marino adverso.

1.8 Parámetros Turbina eólica

Para este trabajo de grado se tomaron en cuenta los parámetros de la turbina eólica offshore de 5 MW, según el modelo del *National Renewable Energy Laboratory* [Jonkman et al.. 2009], y se complementaron con los datos y la metodología planteada por [Schlipf. 2016].

$$J_t \dot{\omega}_t + N T_G = T_{aero} \quad (1.9)$$

$$m_{eT}\ddot{x}_T + c_{eT}\dot{x}_T + k_{eT}(x_T - x_{0T}) = F_{aero} \quad (1.10)$$

Donde :

$$J_t = J_H + n_B J_B + N^2 J_G. \quad (1.11)$$

J_H es el momento de inercia alrededor del eje de rotación del buje , J_B del eje de rotación de las palas y J_G del generador , n_B el numero de palas

$$m_{eT} = m_N + m_H + n_B m_B + \frac{1}{4} m_T \quad (1.12)$$

$$c_{eT} = \frac{d_{s,T} k_{eT}}{\pi f_{0,T}} \quad (1.13)$$

$$k_{eT} = m_{eT} (2\pi f_{0,T})^2 \quad (1.14)$$

m_N es Masa de la góndola , m_H es Masa del buje , m_B es Masa de la pala , m_T es Masa de la torre , $d_{s,T}$ es Relación de amortiguamiento estructural , $f_{0,T}$ es Frecuencia natural de la primera flexión de la torre .

Tabla 1.1: Propiedades del Aerogenerador de Referencia de 5 MW del NREL.

Parámetros	Valores	Unidad
Potencia	5	MW
Configuración del Rotor	3 Palas	
Diámetro rotor	126	m
Diámetro eje	3	m
Radio rotor	63	m
Velocidad de arranque	3	m/s
Velocidad nominal	11.4	m/s
Velocidad de corte	25	m/s
Velocidad mínima rotor	6.9	rpm
Velocidad nominal rotor	12.1	rpm
Velocidad máxima palas	80	m/s
Torque nominal generador	43093.55	N · m

Parámetros	Valores	Unidad
Torque máximo generador	47402.91	N · m
Tasa máxima Torque	15000	N · m/s
Ajuste Angulo mínimo palas	0	Grados
Ajuste Angulo máximo palas	90	Grados
Tasa máxima angulo	8	Grados/s
Inercia del buje alrededor del eje de baja velocidad	115926	kg m^2
Inercia de la pala alrededor del eje de baja velocidad	11776.047	kg m^2
Inercia del generador alrededor del eje de alta velocidad	534.116	kg m^2
Relación caja de cambios	97:1	
Masa torre	347460	kg
Masa góndola	240000	kg
Masa del buje	56780	kg
Masa palas	17740	kg
Frecuencia natural de la primera flexión de la torre	0.324	Hz
Relación de amortiguamiento estructural	0.01	
Desplazamiento estático de la parte superior de la torre	-0.014	m
Eficiencia eléctrica generador	94.4 %	

1.9 Control adaptativo

Diseñar un buen controlador es crucial para lograr que el sistema funcione de manera efectiva y estable. Un diseño bien hecho asegura que el sistema responda de forma precisa y eficiente, evitando problemas como inestabilidad o respuestas lentas. Además, un controlador bien diseñado puede manejar cambios en el entorno o en el comportamiento de la planta, manteniendo el sistema robusto frente a perturbaciones.

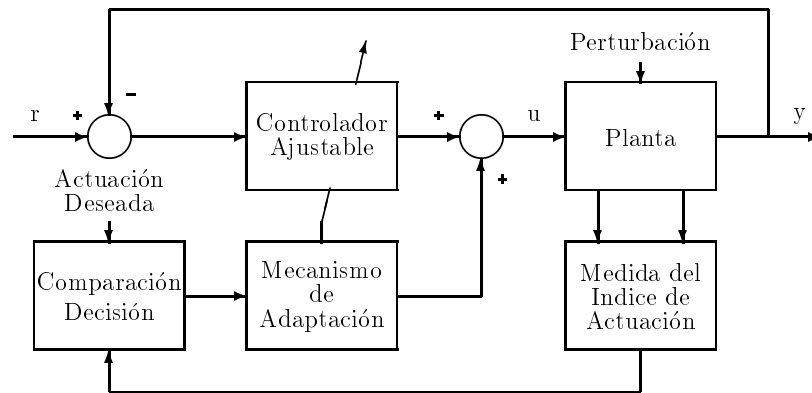


Figura 1.5: Configuración básica de control adaptativo. Tomado de: Rubio & Sánchez [1996].

El control adaptativo es una estrategia de control en la que un regulador ajusta su comportamiento en tiempo real para adaptarse a cambios en las dinámicas del sistema o a perturbaciones. A diferencia del control tradicional con realimentación, donde los parámetros del regulador son fijos, el control adaptativo permite que estos parámetros se modifiquen automáticamente para mantener un desempeño óptimo, incluso cuando las características del sistema son variables o inciertas. Una descripción detallada de los fundamentos teóricos, algoritmos y aplicaciones del control adaptativo puede encontrarse en la obra de *Landau et al.* [2011], la cual constituye una referencia fundamental en esta área.

El control adaptativo se puede clasificar en dos categorías:

- Control adaptativo **directo**: Es una estrategia en la que el controlador ajusta sus propios parámetros directamente en función de cómo responde el sistema, utilizando solo los datos de entrada y salida disponibles.
- Control adaptativo **indirecto**: Es una estrategia en la que, primero, se estiman los parámetros del modelo de la planta en tiempo real usando los datos de entrada y salida del sistema.

Algunos de los esquemas típicos para el control adaptativo son :

- **Control por Planificación de Ganancias (Gain-Scheduling):** Este enfoque utiliza un conjunto de controladores predefinidos, cada uno optimizado para un rango específico de operación. El controlador activo se selecciona en función de las condiciones actuales del sistema, ajustando las ganancias del controlador según el estado del proceso. Aunque no adapta el controlador en tiempo real, permite una adaptación basada en el cambio de condiciones operativas.
- **Controladores Autoajustables (Self-Tuning Regulators, STR):** Los controladores autoajustables utilizan un modelo identificador en línea para ajustar los parámetros del controlador en tiempo real. Este tipo de controlador ajusta automáticamente sus parámetros para mejorar el rendimiento del sistema basado en las mediciones del proceso y el modelo identificado.
- **Controladores de Referencia de Modelo (Model Reference Adaptive Controllers, MRAC):** En este esquema, el controlador adaptativo ajusta sus parámetros para hacer que la salida del sistema siga la salida de un modelo de referencia deseado. El controlador adapta sus parámetros para minimizar la diferencia entre la salida real del sistema y la salida del modelo de referencia, garantizando que el sistema se comporte de manera deseada.

1.10 Baseline Controller

El *Baseline Controller* es un esquema de control de referencia ampliamente utilizado en el control de turbinas eólicas, especialmente en aquellas desarrolladas por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) *Jonkman et al.* [2009] . Su objetivo principal es regular la velocidad del generador y optimizar la captura de energía eólica, garantizando al mismo tiempo la estabilidad y seguridad estructural de la turbina.

Este controlador está compuesto por dos subsistemas principales que operan de manera complementaria:

- **Controlador de Torque del Generador (Baseline Torque Controller):** Encargado de regular la potencia extraída del viento mediante el ajuste del torque del generador, optimizando la

eficiencia aerodinámica en función de la velocidad del viento.

- **Controlador Colectivo del Ángulo de Paso de las Palas (*Baseline Collective Pitch Controller*):** Implementado para ajustar el ángulo de paso de las palas cuando la velocidad del viento supera la velocidad nominal de la turbina, evitando que la velocidad del generador exceda sus límites operativos.

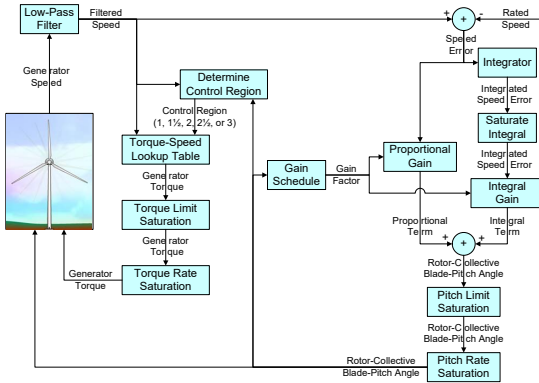


Figura 1.6: Diagrama control baseline. Tomado de: Jonkman et al. [2009].

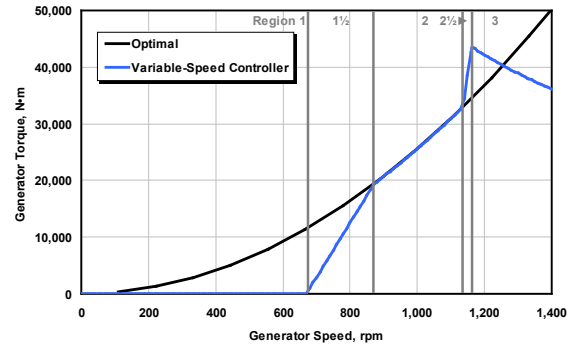


Figura 1.7: Gráfica de par frente a velocidad del controlador de velocidad variable. Tomado de: Jonkman et al. [2009].

Baseline Collective Pitch Controller

El controlador de paso de las palas es un PI con ganancias programadas (gain-scheduled PI controller). Su objetivo es ajustar el ángulo de paso β para mantener la velocidad del generador en valores deseados durante la operación en la región de control de paso.

La ley de control se basa en el error entre la velocidad del generador filtrada y la velocidad nominal de operación:

$$\Delta\beta = GK(\beta) \left(K_P \Delta\omega_g + K_I \int_0^t \Delta\omega_g(\tau) d\tau \right) \quad (1.15)$$

donde K_P y K_I son las ganancias proporcional e integral, respectivamente, y $GK(\beta)$ es un factor de corrección:

$$GK(\beta) = \left(1 + \frac{\beta}{\beta_k} \right)^{-1} \quad (1.16)$$

Aquí, β_k es el ángulo de paso donde la sensibilidad del control se duplica respecto al punto de operación nominal.

Las ganancias PI se ajustan para garantizar un comportamiento de segundo orden, según:

$$K_P = \frac{2J_t\hat{\omega}_t\zeta_\phi\omega_{n\phi}}{-\frac{\partial P_a}{\partial \beta}(\beta=0)}, \quad K_I = \frac{J_t\hat{\omega}_t\omega_{n\phi}^2}{-\frac{\partial P_a}{\partial \beta}(\beta=0)} \quad (1.17)$$

donde $\omega_{n\phi} = 0,6$ rad/s y ζ_ϕ varía entre 0.6 y 0.7.

Baseline Torque Controller

El controlador de torque opera en **tres regiones de control**:

- **Región 1:** Velocidad del viento insuficiente para extraer potencia.
- **Región 2:** Control basado en torque para maximizar la captura de potencia.
- **Región 3:** Control de torque para regular la potencia entregada.

En la **Región 2**, el torque se ajusta para mantener el coeficiente de potencia máximo $C_{P,max}$ mediante:

$$M_g = k_{isc}\omega_g^2, \quad k_{isc} = \frac{\rho\pi R^5 C_{P,max}}{(\lambda_{opt}N)^3} \quad (1.18)$$

donde ρ es la densidad del aire, R el radio del rotor, λ_{opt} el coeficiente de velocidad óptimo y N la relación de transmisión.

En la **Región 3**, cuando la turbina opera sobre la velocidad nominal del viento, el torque regula la potencia entregada según:

$$M_g = \frac{P_{g,rated}}{\eta_g\omega_g} \quad (1.19)$$

donde $P_{g,rated}$ es la potencia nominal del generador y η_g su eficiencia.

Este controlador base sirve como referencia para evaluar el desempeño del control adaptativo propuesto.

2. Desarrollo de la solución

En este capítulo se presentará el desarrollo de la solución propuesta paso a paso. Se explicará en detalle el diseño del controlador adaptativo, la implementación del control descentralizado, así como el diseño de los controles del ángulo de avance y del torque del generador, tal como se muestra en la siguiente gráfica. Esta gráfica proporciona una representación visual clara de cómo se interrelacionan estos componentes dentro del sistema de control, facilitando su comprensión y mostrando cómo contribuyen al rendimiento global de la turbina eólica flotante.

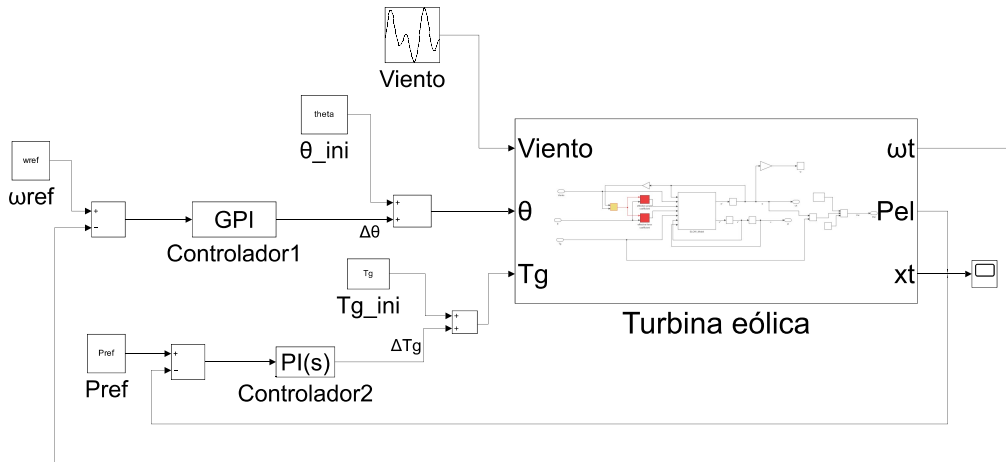


Figura 2.1: Esquema

2.1 Linealización y reducción de modelos de turbina

Para facilitar el análisis y diseño del controlador, se procede a linealizar el sistema a partir de modelos no lineales. Este proceso permite obtener una representación aproximada del comportamiento del sistema en un entorno específico de operación, lo que simplifica su estudio y facilita la aplicación de técnicas de control basadas en sistemas lineales. En este caso, la linealización se realiza en torno a un punto de operación correspondiente a una velocidad de viento de 20 m/s. A continuación, se

presenta el procedimiento de linealización utilizado.

$$\begin{bmatrix} w_t \\ x_t \\ P_{ele} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & G_{13} \\ G_{21} & G_{22} & G_{23} \\ G_{31} & G_{32} & G_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v \\ \theta \\ T_g \end{bmatrix}$$

$$w_t = G_{11}v + G_{12}\theta + G_{13}T_g$$

$$x_t = G_{21}v + G_{22}\theta + G_{23}T_g$$

$$P_{ele} = G_{31}v + G_{32}\theta + G_{33}T_g$$

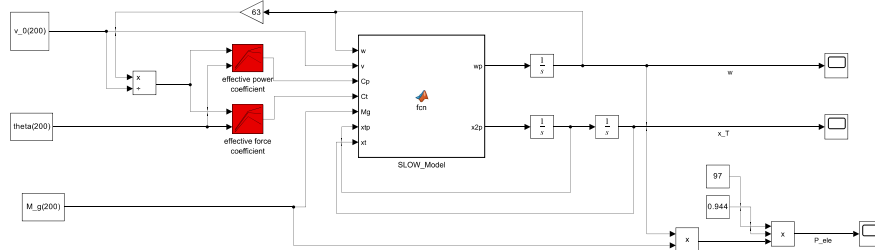


Figura 2.2: Esquema para la linealización

Para llevar a cabo la linealización del sistema en el punto de operación (20 m/s), se seleccionan las entradas correspondientes a dicha condición. Los integradores se configuran con las condiciones iniciales asociadas a la velocidad de la turbina y al desplazamiento de la torre para ese régimen de viento. A partir de esto, se construye un bloque de función en *Simulink* que contiene las ecuaciones dinámicas que modelan el comportamiento de la turbina. Además, se incluye el bloque *Effective Power Coefficient*, encargado de proporcionar el valor interpolado del coeficiente de potencia en función de las variables del sistema. Este esquema permite obtener un modelo linealizado que representa adecuadamente la dinámica del sistema alrededor del punto de operación seleccionado.

Para linealizar las funciones del modelo no lineal de la turbina, se utilizó la herramienta **Model Linearizer** disponible en *Simulink*, accediendo desde el menú **Apps** → **Model Linearizer**. Esta herramienta permite obtener una representación lineal del sistema en torno a un punto de operación definido, a partir del modelo no lineal completo. Para ello, se identificaron y configuraron las

señales de entrada y salida de interés mediante la opción *clic derecho* → **Linear Analysis Points**, seleccionando los puntos adecuados como entradas (*Input Perturbation*) y salidas (*Output Measurement*) para el análisis. De esta manera, se generó una función de transferencia que representa el comportamiento dinámico local de la planta en torno al punto de operación seleccionado, facilitando así el diseño y evaluación de estrategias de control lineal.

La función de transferencia G_{12} , que relaciona la entrada del ángulo de avance con la velocidad de la turbina, queda de la siguiente forma:

$$G_{12}(s) = \frac{-1,4s^2 - 0,02295s - 5,803}{s^3 + 0,4325s^2 + 4,158s + 1,313} \rightarrow G_{12r}(s) = -4,4313 \frac{16,74}{s^2 + 53,27s + 16,74}$$

La función de transferencia G_3 , que relaciona la entrada del torque del generador con la potencia eléctrica, queda como:

$$G_{33}(s) = \frac{116s^3 + 41,44s^2 + 481,4s + 116,1}{s^3 + 0,4325s^2 + 4,158s + 1,313}$$

2.2 Diseño de controladores

Para el control del ángulo (θ), se diseña un controlador Generalized Proportional Integral (GPI), cuyo objetivo es cancelar las dinámicas no deseadas del sistema para lograr un comportamiento más robusto y preciso. El diseño se basa en los principios del rechazo activo de perturbaciones y en la teoría de la planitud diferencial, según lo propuesto por *Sira-Ramírez et al.* [2017]. A continuación, se detalla el proceso de diseño e implementación del controlador GPI.

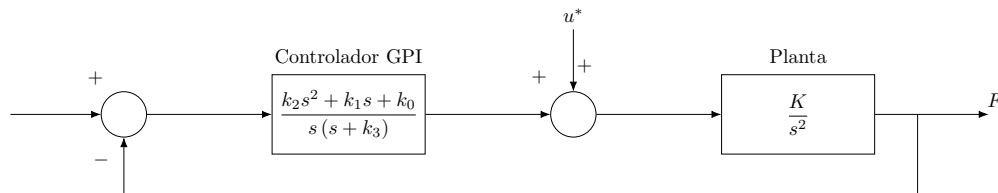


Figura 2.3: Esquema Controlador GPI

$$\frac{\omega_t(s)}{\theta(s)} = \frac{K\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (2.1)$$

Normalizando para $\bar{s} = \frac{s}{\omega_c}$:

$$G(s) = \frac{K\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} = \frac{K}{\left(\frac{s}{\omega_n}\right)^2 + 2\zeta\left(\frac{s}{\omega_n}\right) + 1} \quad (2.2)$$

$$\overline{G(s)} = \frac{K}{\bar{s} + 2\zeta\bar{s} + 1} = \frac{\omega_t(s)}{\theta(s)} \rightarrow \ddot{\omega}_t + 2\zeta\dot{\omega}_t + \omega = K\theta \quad (2.3)$$

$$\ddot{\omega}_t = K\theta(t) - \underbrace{\theta + 2\zeta\dot{\omega}_t}_{d(t)} \quad (2.4)$$

$$\ddot{\omega}_t = K\theta(t) + d(t) \quad (2.5)$$

La función en lazo cerrado del sistema queda de la forma:

$$T(s) = \frac{G_c(s)P(s)}{1 + G_c(s)P(s)} = \frac{\frac{k_2s^2 + k_1s + k_0}{s(s + k_3)} \cdot \frac{K}{s^2}}{1 + \frac{k_1s^2 + k_1s + k_0}{s(s + k_3)} \cdot \frac{K}{s^2}} = \frac{(k_2s^2 + k_1s + k_0)K}{s^4 + k_3s^3 + Kk_2s^2 + Kk_1s + Kk_0} \quad (2.6)$$

Se ha decidido ubicar los polos de la función de transferencia del sistema en la forma $(s + \omega_c)^4$.

$$p(s) = s^4 + k_3s^3 + Kk_2s^2 + Kk_1s + Kk_0 = (s + \omega_c)^4 \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} k_3 &= 4\omega_C, & k_2 &= \frac{6\omega_C^2}{K}, \\ k_1 &= \frac{4\omega_C^3}{K}, & k_0 &= \frac{\omega_C^4}{K}. \end{aligned}$$

Para garantizar un tiempo de establecimiento en lazo cerrado para G_{12} aproximado a los 20 segundos se seleccionó un $\omega_C = 1$

$$K = -4,4313, \quad \omega_C = 1$$

El controlador GPI queda definido como:

$$GPI = \frac{-1,354s^2 - 0,9027s - 0,2257}{s^2 + 4s} \quad (2.8)$$

Para el control del torque T_G , se implementó un controlador Proporcional-Integral (PI) con el fin de optimizar la estabilidad del sistema y maximizar la eficiencia en la generación de energía. Las ganancias proporcional (P) e integral (I) de este controlador, cuya estructura es $G_c(s) = P + \frac{I}{s}$, fueron ajustadas mediante un proceso iterativo. Este ajuste buscó garantizar un desempeño robusto frente a las variaciones en las condiciones de operación. Durante la optimización, se procuró mantener el error en régimen permanente de la señal controlada dentro de un rango de tolerancia de $\pm 0,1\%$, asegurando así una respuesta precisa y un comportamiento confiable del sistema en su entorno de operación nominal. Los valores de las ganancias obtenidas fueron $P = 8100$ e $I = 810000$, lo que resulta en la función de transferencia del controlador:

$$G_c(s) = 8100 + \frac{810000}{s}$$

Las respuestas para las funciones de transferencia linealizadas con los controladores se pueden observar en las siguientes gráficas:

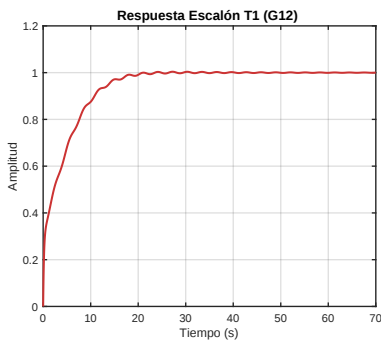


Figura 2.4: Respuesta Escalón T1

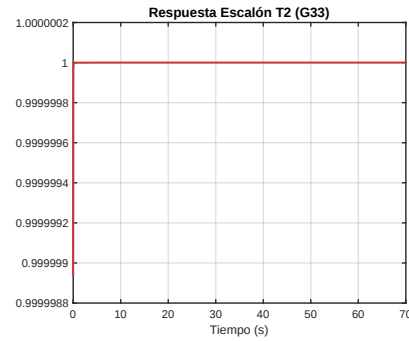


Figura 2.5: Respuesta Escalón T2

Como se muestra en la Figura 2.6, se presenta una comparación entre el controlador base (*Baseline Controller*) y el diseño propuesto, el cual emplea un controlador GPI para el ángulo de paso y un controlador PI para el torque del generador.

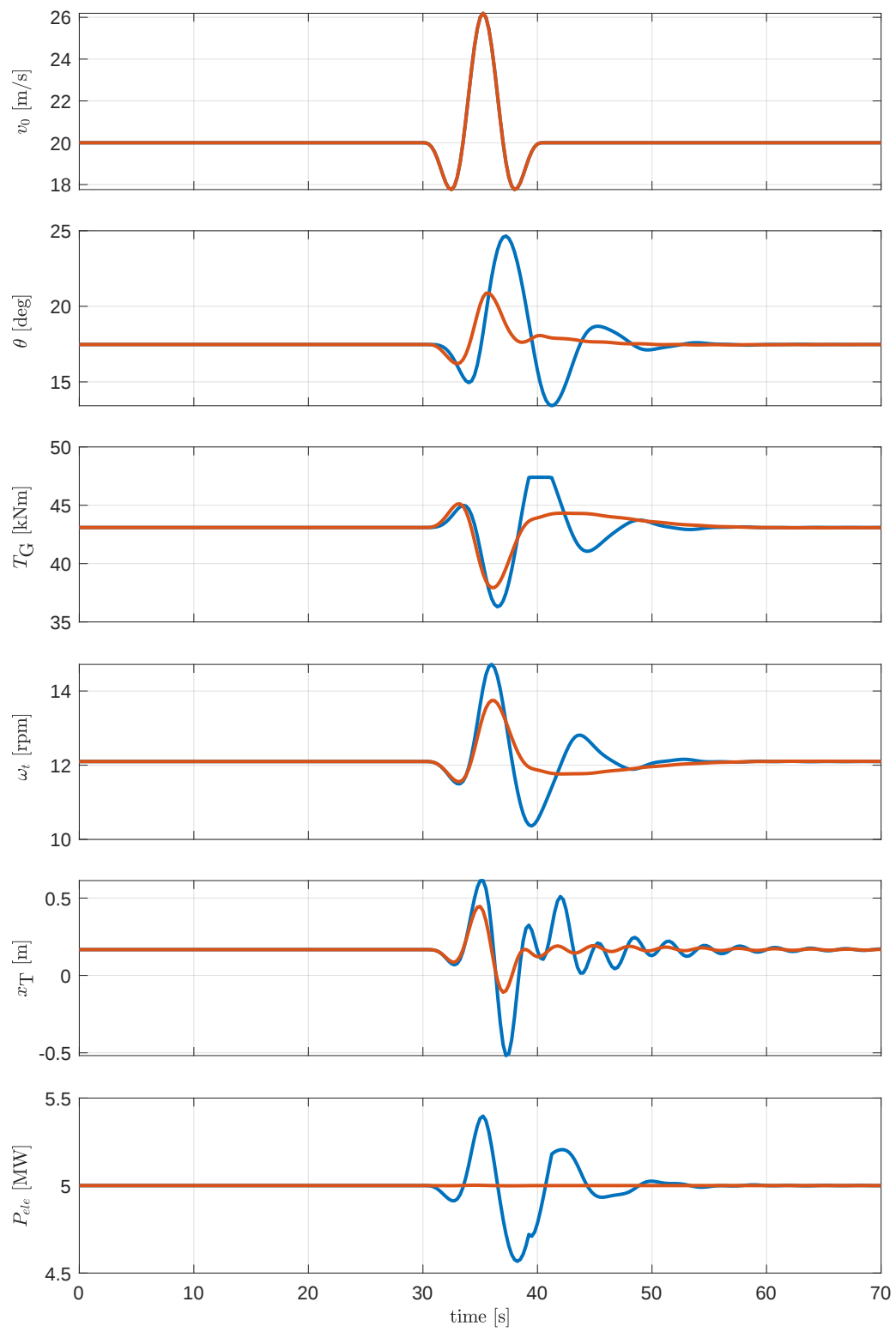


Figura 2.6: Gráficas Baseline controller y GPI

2.3 GPI Adaptativo

Para el diseño del control adaptativo en el control GPI, se mantiene constante el parámetro ω_c , y se permite la adaptación del parámetro K , el cual varía dinámicamente en función del error entre la velocidad angular de la turbina ω_t y la velocidad de referencia ω_{ref} . Esta estrategia de adaptación proporciona una mayor flexibilidad frente a perturbaciones, mejorando el desempeño del sistema frente a cambios en las condiciones del viento. Además, este enfoque forma parte de un esquema de control descentralizado, donde el control de torque y el control del ángulo de paso actúan de manera independiente pero coordinada, permitiendo que cada controlador regule una variable específica del sistema sin necesidad de una realimentación cruzada directa.

El controlador GPI adaptado se define en función de una ganancia efectiva K' , cuya expresión es:

$$GPI(K') = \frac{1}{K'} \left(\frac{6s^2 + 4s + 1}{s^2 + 4s} \right) \quad (2.9)$$

La ganancia K' se calcula como:

$$K' = K + \Delta K \quad (2.10)$$

donde K es la ganancia nominal correspondiente al punto de operación (por ejemplo, para una velocidad del viento de 20 m/s), y ΔK es el término de adaptación definido por:

$$\Delta K = \gamma(\omega_{ref} - \omega_t) \quad (2.11)$$

El término ΔK se ajusta proporcionalmente al error de velocidad mediante la ganancia de adaptación γ . Esta lógica permite que, si la velocidad de la turbina supera el valor de referencia ($\omega_t > \omega_{ref}$), el error se hace negativo, provocando una disminución de K' . Como el controlador GPI está inversamente relacionado con K' (es decir, la ganancia efectiva del controlador es mayor cuando K' es menor), esto incrementa la acción de control, generando un mayor ángulo de paso en las palas, lo cual reduce la velocidad de la turbina.

Por el contrario, si la turbina presenta una velocidad inferior a la deseada ($\omega_t < \omega_{ref}$), el término ΔK es positivo, lo que aumenta K' y, por ende, reduce la ganancia del controlador. Esto da lugar a una menor acción de control sobre el ángulo de paso, permitiendo que el viento incremente la velocidad de rotación de la turbina.

Este esquema adaptativo permite una respuesta más ágil y eficiente frente a perturbaciones externas, como ráfagas de viento, garantizando la regulación de la velocidad de la turbina dentro del rango deseado sin comprometer la estabilidad del sistema.

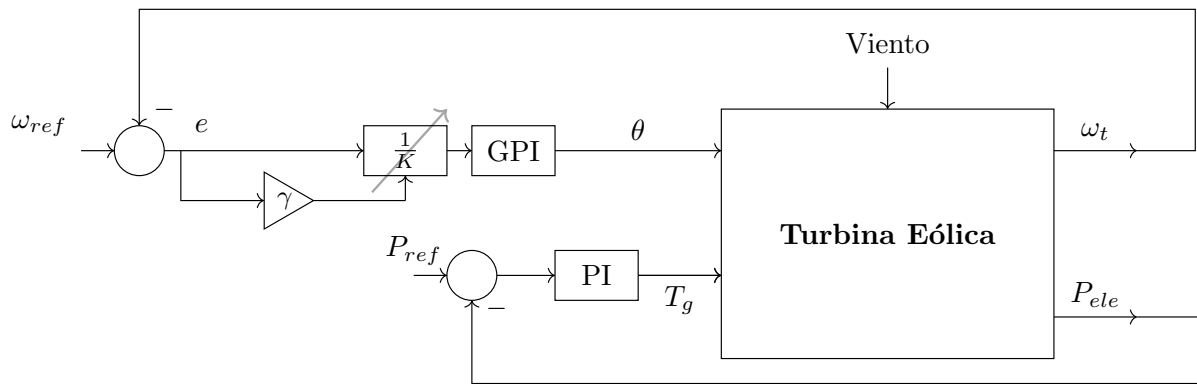


Figura 2.7: Esquema de adaptación del controlador GPI.

En la siguiente tabla y gráfica se observa la variación de la ganancia K para cada velocidad. Tomando como referencia una velocidad del viento de 20 m/s, se analiza la variación porcentual de esta ganancia. Para velocidades cercanas a este valor, la ganancia K presenta cambios mínimos, mientras que para bajas velocidades, la variación es significativamente mayor.

V [m/s]	K	K_{pu}
12	-7.957	1.796
13	-7.800	1.760
14	-6.829	1.541
15	-6.125	1.382
16	-5.893	1.330
17	-5.480	1.237
18	-4.814	1.086
19	-4.503	1.016
20	-4.431	1.000
21	-4.128	0.932
22	-3.993	0.901
23	-3.770	0.851
24	-3.545	0.800
25	-3.545	0.800

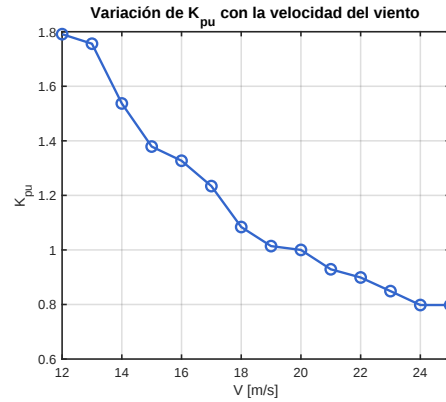


Figura 2.8: Tabla de valores y gráfica de variación de K_{pu} con la velocidad del viento.

2.4 Índices de desempeño

Para comparar los controladores, se utilizan los siguientes índices de desempeño: **Integral Square Error (ISE)**: $ISE = \int_0^T e^2(t) dt$ Penaliza errores grandes debido a la elevación al cuadrado, siendo útil cuando se busca minimizarlos agresivamente.

Integral Absolute Error (IAE): $IAE = \int_0^T |e(t)| dt$ Suma los valores absolutos del error sin penalizar errores grandes tanto como el ISE, proporcionando una respuesta más equilibrada.

Integral Time Absolute Error (ITAE): $ITAE = \int_0^T t |e(t)| dt$ Pondera el error por el tiempo, dando más peso a los errores tardíos, útil para minimizar el error en estado estacionario y mejorar la estabilidad.

Integral Time Square Error (ITSE): $ITSE = \int_0^T t e^2(t) dt$ Similar al ITAE, pero con el error elevado al cuadrado, penalizando errores tardíos de manera más agresiva.

En la Figura 2.9 se observa la variación de la velocidad en función del cambio en la ganancia de adaptación. Además, en las siguientes tablas se presentan los valores de los índices de desempeño

correspondientes a estos cambios en γ .

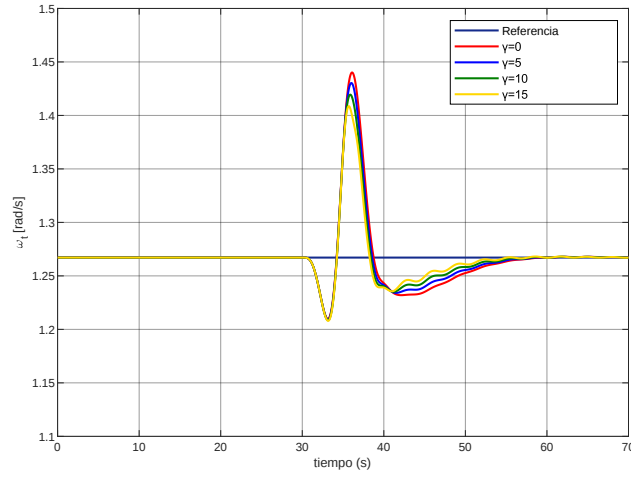


Figura 2.9: Gráfica ω_t , $v_o = 20, K_1 = -4,4313$

Tabla 2.1: Resultados para ω_t

Métrica	$\gamma = 0$	$\gamma = 5$	$\gamma = 10$	$\gamma = 15$
ISE	0.072973	0.063623	0.054663	0.046443
IAE	0.91137	0.83613	0.75997	0.6862
ITAE	35.987	32.719	29.427	26.261
ITSE	2.7002	2.3398	1.9976	1.687

Tabla 2.2: Resultados para x_T

Métrica	$\gamma = 0$	$\gamma = 5$	$\gamma = 10$	$\gamma = 15$
ISE	0.19426	0.2105	0.23738	0.27302
IAE	1.2227	1.4127	1.6637	1.929
ITAE	46.631	55.709	67.522	79.977
ITSE	6.9986	7.6501	8.7526	10.234

Tabla 2.3: Resultados para P_{ele}

Métrica	$\gamma = 0$	$\gamma = 5$	$\gamma = 10$	$\gamma = 15$
ISE	8.6193e+06	8.4483e+06	8.2344e+06	8.003e+06
IAE	8237.3	7994.4	7811.1	7740
ITAE	3.0274e+05	2.928e+05	2.8607e+05	2.8487e+05
ITSE	3.0541e+08	2.9878e+08	2.9069e+08	2.8209e+08

Para evaluar la variación porcentual, se emplea la siguiente expresión:

$$\% = \left(\frac{N'}{N} - 1 \right) \times 100$$

donde N representa el valor de referencia y N' el valor modificado.

Tabla 2.4: Resultados para ω_t %

Métrica	$\gamma = 0$	$\gamma = 5$	$\gamma = 10$	$\gamma = 15$
ISE	0.00 %	-12.81 %	-25.09 %	-36.36 %
IAE	0.00 %	-8.26 %	-16.61 %	-24.71 %
ITAE	0.00 %	-9.08 %	-18.23 %	-27.03 %
ITSE	0.00 %	-13.35 %	-26.02 %	-37.52 %

Tabla 2.5: Resultados para x_T %

Métrica	$\gamma = 0$	$\gamma = 5$	$\gamma = 10$	$\gamma = 15$
ISE	0.00 %	8.36 %	22.20 %	40.54 %
IAE	0.00 %	15.54 %	36.07 %	57.77 %
ITAE	0.00 %	19.47 %	44.80 %	71.51 %
ITSE	0.00 %	9.31 %	25.06 %	46.23 %

Tabla 2.6: Resultados para P_{ele} %

Métrica	$\gamma = 0$	$\gamma = 5$	$\gamma = 10$	$\gamma = 15$
ISE	0.00 %	-1.98 %	-4.47 %	-7.15 %
IAE	0.00 %	-2.95 %	-5.17 %	-6.04 %
ITAE	0.00 %	-3.28 %	-5.51 %	-5.9 %
ITSE	0.00 %	-2.17 %	-4.82 %	-7.64 %

En la Figura 2.10 se muestra la comparación entre las simulaciones de un controlador sin adaptación ($\gamma = 0$) y otro con adaptación ($\gamma = 15$). Se observan diferencias significativas en sus respuestas: el controlador con $\gamma = 15$ mejora considerablemente el seguimiento de la velocidad de la turbina, logrando una mayor precisión frente a perturbaciones. No obstante, esto se traduce en un desempeño menos favorable en el desplazamiento de la torre, el cual presenta mayores oscilaciones debido a una acción de control más agresiva.

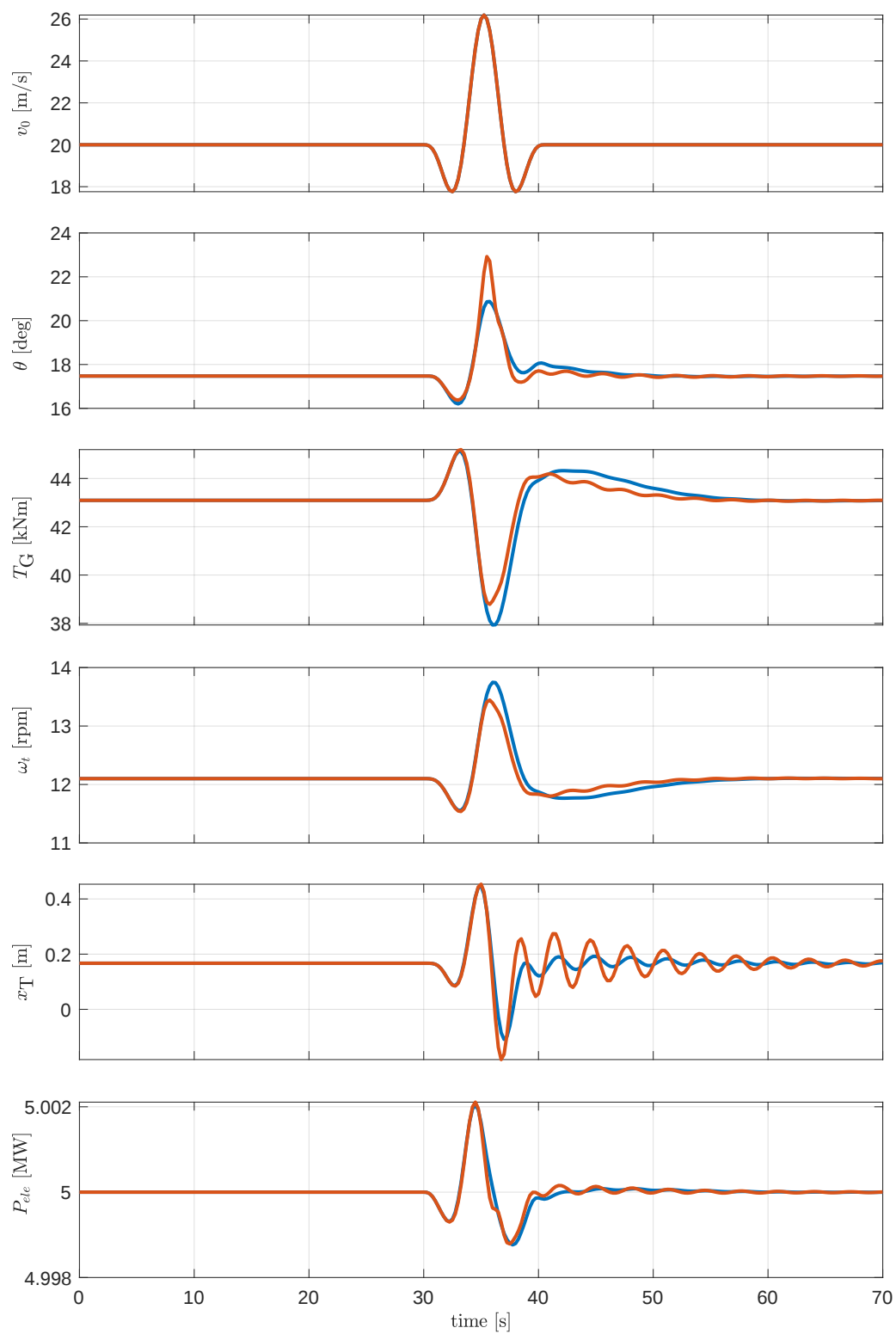


Figura 2.10: Gráficas $\gamma = 0$ y $\gamma = 15$

2.5 Función costo

Se definió una función de costo con el objetivo de cuantificar y comparar el rendimiento del controlador, permitiendo así seleccionar el valor óptimo de γ para la ganancia de adaptación.

Se consideran los siguientes errores de referencia:

$$e_1 = \omega_{\text{ref}} - \omega_t, \quad e_2 = x_{\text{ref}} - x_T, \quad e_3 = P_{\text{ref}} - P_{\text{ele}}$$

A partir de estos errores, se calculan distintos indicadores de desempeño clásicos:

$$\begin{aligned} \text{ISE}_i &= \int_0^T e_i^2(t) dt, & \text{IAE}_i &= \int_0^T |e_i(t)| dt, \\ \text{ITAE}_i &= \int_0^T t |e_i(t)| dt, & \text{ITSE}_i &= \int_0^T t e_i^2(t) dt \end{aligned}$$

Luego, se normalizan estos indicadores en función del desempeño base (sin adaptación, es decir, con $\gamma = 0$):

$$\begin{aligned} I_{1i} &= \frac{\text{ISE}_i(\gamma)}{\text{ISE}_i(\gamma = 0)}, & I_{2i} &= \frac{\text{IAE}_i(\gamma)}{\text{IAE}_i(\gamma = 0)}, \\ I_{3i} &= \frac{\text{ITAE}_i(\gamma)}{\text{ITAE}_i(\gamma = 0)}, & I_{4i} &= \frac{\text{ITSE}_i(\gamma)}{\text{ITSE}_i(\gamma = 0)} \end{aligned}$$

Con estos valores, se calcula una función de costo por variable de salida:

$$C_i = \mu_1 I_{1i} + \mu_2 I_{2i} + \mu_3 I_{3i} + \mu_4 I_{4i} \quad (2.12)$$

Finalmente, el costo total del sistema se define como una combinación ponderada de los costos individuales:

$$C_T = \mu_{\omega_t} \cdot C_{\omega_t} + \mu_{x_T} \cdot C_{x_T} + \mu_{P_{ele}} \cdot C_{P_{ele}} \quad i = 1, 2, 3 \quad (2.13)$$

Para la asignación de pesos en los criterios de desempeño, se establecieron los siguientes valores: para los errores, $\mu_1 = 0,2$, $\mu_2 = 0,2$, $\mu_3 = 0,3$ y $\mu_4 = 0,3$, dando mayor importancia a los errores persistentes y transitorios (ITAE e ITSE).

En cuanto a las variables de salida, se prioriza la velocidad de la turbina y el desplazamiento de la torre debido a su impacto en la estabilidad y eficiencia del sistema. Por lo tanto, se asignan los pesos $\mu_{\omega_t} = 0,55$, $\mu_{x_T} = 0,35$ y $\mu_{P_{ele}} = 0,1$, siendo esta última menos crítica frente a las otras dos.

Como se muestra en la Figura 2.11, el valor mínimo de la función de costo total se alcanza con $\gamma = 6$, obteniéndose un valor de $C_T = 0,984$. Por lo tanto, este será el valor seleccionado para la ganancia de adaptación.

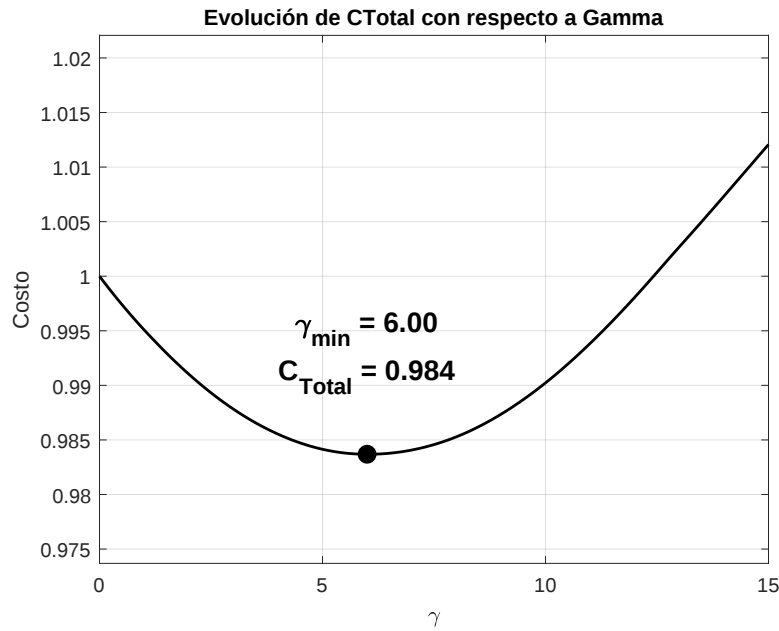


Figura 2.11: Evolución de C_T con respecto a γ

2.6 Resultados

En las Figuras 2.12, 2.13 y 2.14 se comparan las respuestas del controlador convencional (*Baseline*) y del controlador adaptativo AGPI para velocidades del viento de 13, 17 y 25 m/s, representando escenarios muy alejados, cercanos y algo alejados del punto de operación (20 m/s), respectivamente. En todos los casos, el viento se mantiene constante hasta el segundo 30, donde se introduce una perturbación tipo sombrero mexicano.

A 13 m/s, ambos controladores presentan dificultades para mantener constante la velocidad de la turbina, pero el AGPI muestra mejor rechazo a la perturbación. En el desplazamiento de la torre, el AGPI estabiliza más rápido y la potencia eléctrica se mantiene más estable frente al impacto del viento. Este resultado evidencia la capacidad del AGPI para mejorar el desempeño en condiciones significativamente alejadas del punto de operación.

Para 17 m/s, el AGPI mejora su respuesta, alcanzando la velocidad de referencia más rápidamente que el controlador convencional. También presenta menor oscilación en el desplazamiento de la torre y mayor estabilidad en la potencia eléctrica. Al estar más cerca del punto de operación, se aprovecha mejor la dinámica del sistema, lo que resalta la eficiencia del controlador adaptativo.

A 25 m/s, el AGPI continúa mostrando ventajas, con oscilaciones más suaves en el desplazamiento de la torre y mejor regulación de la velocidad. La potencia eléctrica se mantiene constante, con una clara capacidad de rechazo a perturbaciones. Aunque esta velocidad se encuentra por encima del punto de operación, el AGPI sigue demostrando robustez y desempeño estable.

La Figura 2.15 compara la función de costo entre el GPI sin adaptación ($\gamma = 0$) y el AGPI ($\gamma = 6$), observándose un menor costo en el segundo, especialmente a velocidades más altas. La Figura 2.16 muestra el costo total del Baseline frente al AGPI en función del viento, usando escala logarítmica. El AGPI mantiene un costo notablemente menor, principalmente por su mejor desempeño en la regulación de la potencia eléctrica. Estos resultados reflejan el impacto positivo de la adaptación sobre el rendimiento global del sistema.

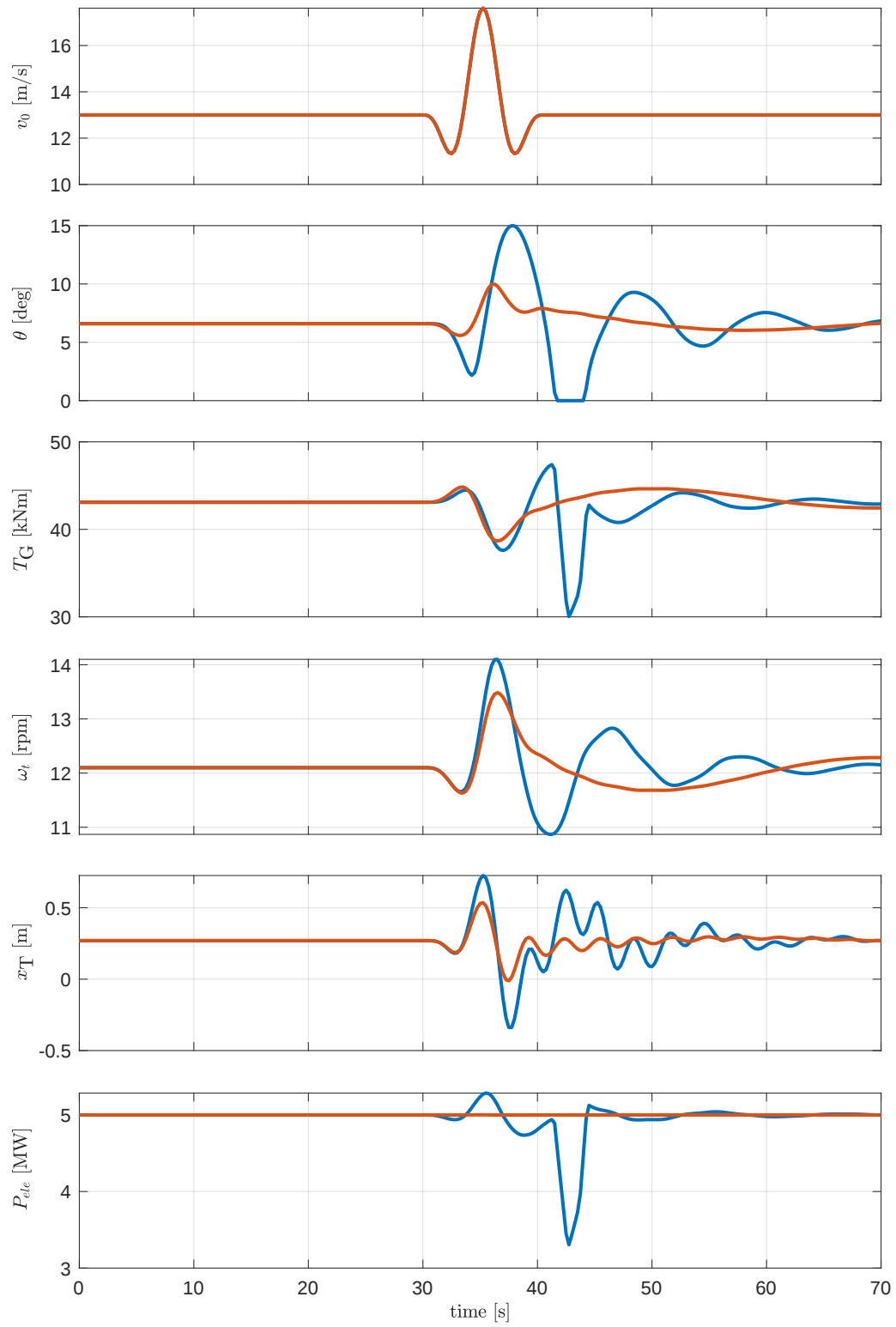


Figura 2.12: Gráficas $V=13$ [m/s] , Baseline controller y AGPI ($\gamma = 6$)

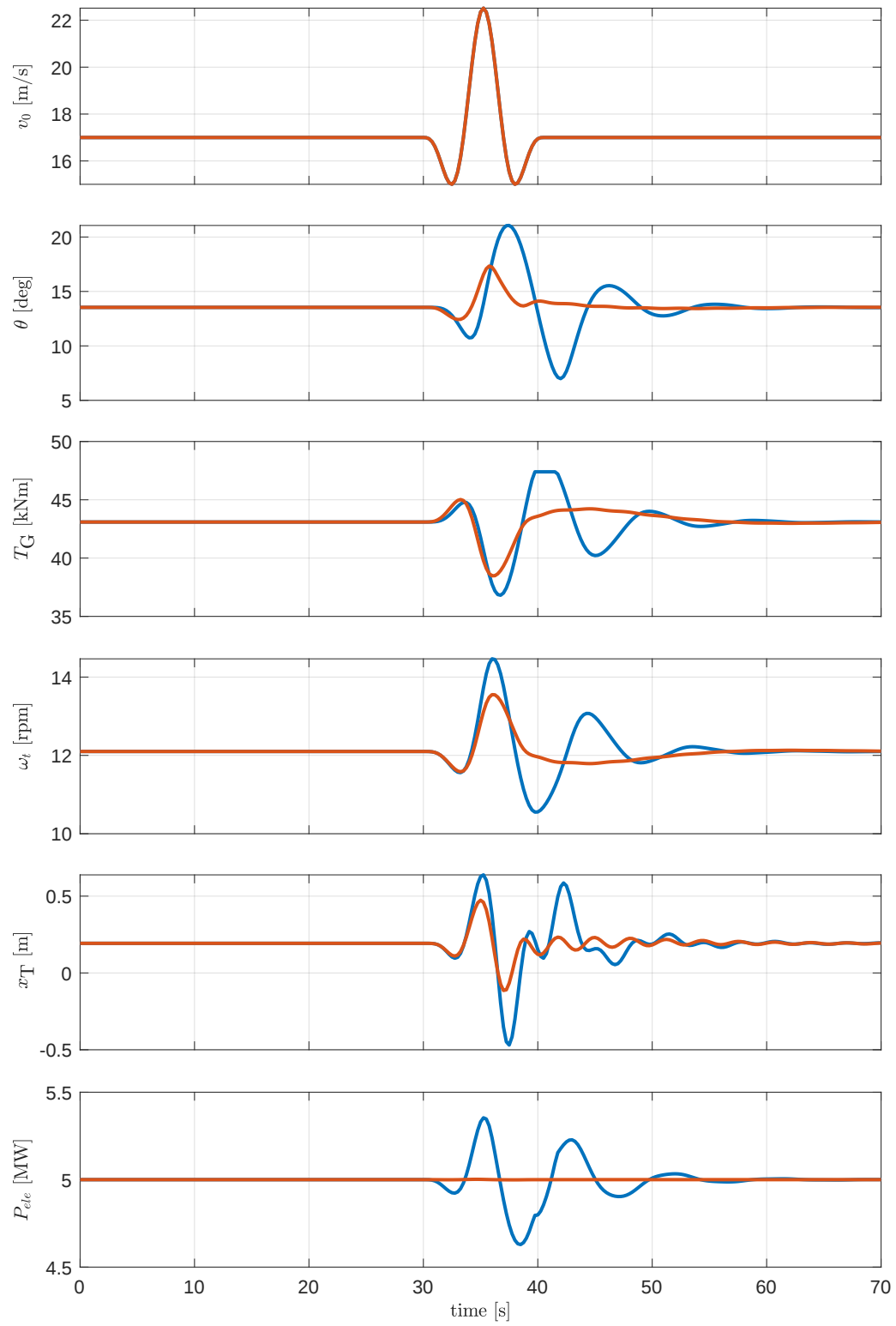


Figura 2.13: Gráficas $V=17$ [m/s] , Baseline controller y AGPI ($\gamma = 6$)

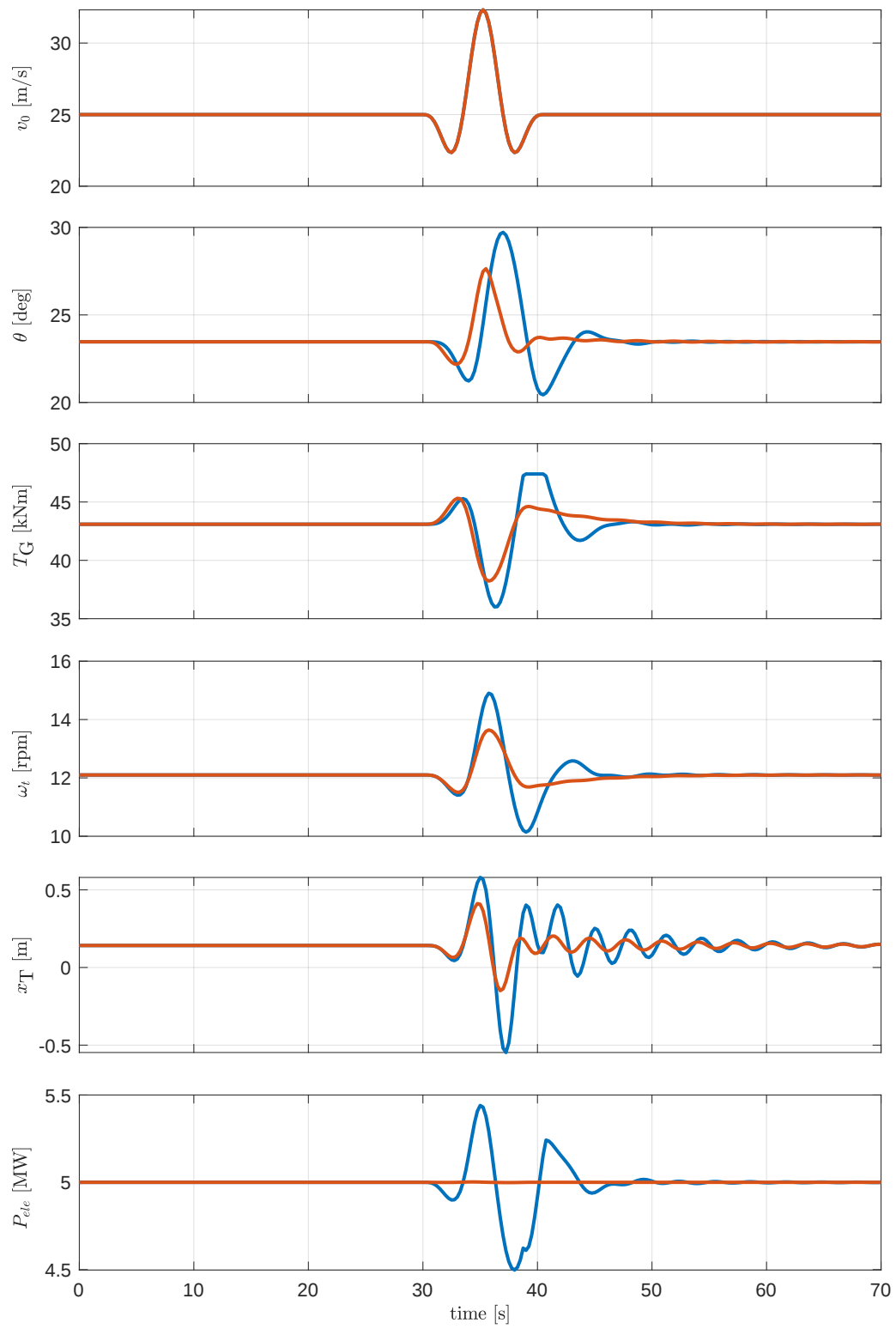


Figura 2.14: Gráficas $V=25$ [m/s] , Baseline controller y AGPI ($\gamma = 6$)

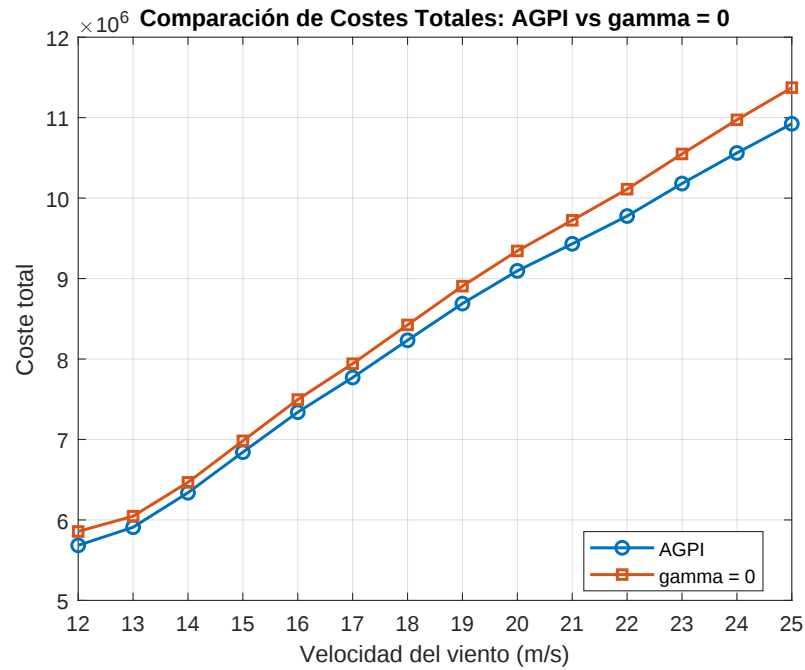


Figura 2.15: Gráficas costos totales AGPI y $\gamma = 0$

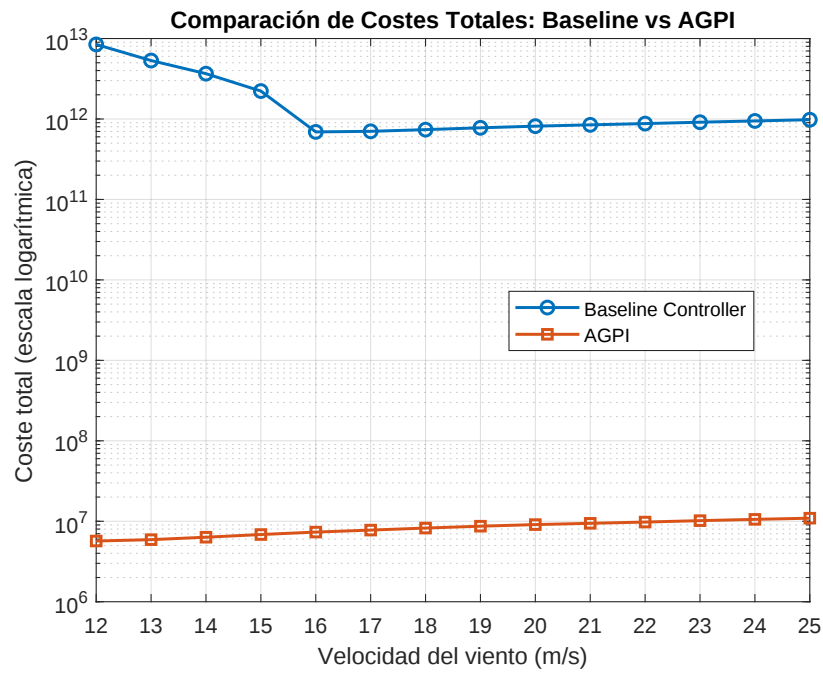


Figura 2.16: Gráficas costos totales Baseline Controller y AGPI

3. Conclusiones

En este trabajo se desarrolló e implementó un controlador adaptativo basado en el principio de rechazo activo de perturbaciones para el control del ángulo de avance en turbinas eólicas flotantes. El objetivo principal fue regular la velocidad de la turbina y el desplazamiento de la torre, mientras se controlaba la entrada de torque del generador para mantener la potencia eléctrica constante en torno a los 5 MW. La estrategia adoptada permitió obtener resultados que, en términos de respuesta dinámica de la velocidad y estabilidad en la generación de energía, superaron al control baseline.

Se comprobó que el controlador adaptativo mejora notablemente la respuesta del sistema en lo que respecta a la velocidad del rotor y a la estabilidad de la potencia eléctrica. Sin embargo, se observó una relación proporcional inversa: a medida que se incrementa el grado de adaptación del controlador, se optimiza la respuesta de la velocidad y la potencia, pero el desempeño en el control del desplazamiento de la torre se deteriora. Este comportamiento evidencia la complejidad e interdependencia de los diferentes subsistemas de la turbina eólica flotante, en los que la mejora en una variable puede comprometer otra.

Los hallazgos de este estudio resaltan la necesidad de diseñar estrategias de control multiobjetivo, que permitan equilibrar de manera óptima la mejora en la dinámica del rotor y la estabilidad en la generación de energía, sin sacrificar la integridad estructural de la torre.

4. Recomendaciones

- **Optimización del control multiobjetivo:** Profundizar en metodologías que permitan equilibrar la respuesta en la velocidad del rotor y la potencia eléctrica, sin sacrificar la estabilidad del desplazamiento de la torre.
- **Integración de inteligencia artificial:** Incorporar algoritmos de aprendizaje automático para la adaptación en tiempo real de los parámetros del controlador, mejorando la respuesta ante la variabilidad del viento.
- **Validación experimental en entornos reales:** Realizar pruebas a escala y en campo para evaluar la eficacia del controlador en condiciones operativas, lo cual permitirá ajustar y robustecer la solución.
- **Colaboración interdisciplinaria:** Fomentar alianzas con instituciones académicas y empresas del sector para impulsar investigaciones que integren conocimientos en control, mecánica y energías renovables. En esta línea, trabajos como el de *Zagarra & Villamizar* [2018] han propuesto estrategias robustas aplicables al control de turbinas eólicas flotantes, que podrían servir de base teórica para desarrollos futuros.

Estas recomendaciones pretenden orientar futuros proyectos que, complementando el trabajo desarrollado, contribuyan al avance y la sostenibilidad de las tecnologías de control en el ámbito de las energías renovables.

Referencias Bibliográficas

Carlos, R. a. J.: , 2022; Control predictivo asistido por lidar de una turbina eólica flotante.

Dorf, R. C. & Bishop, R. H.: , 2011; *Modern Control Systems*; Prentice-Hall, Inc.; 12^a edición.

Garcia-Sanz, M. & Houpis, C. H.: , 2012; *Wind Energy Systems: Control Engineering Design*; CRC Press; 1^a edición; doi:10.1201/b11673.

Iberdrola: , 2025; Eólica marina flotante; URL <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante>; consultado el 27 de marzo de 2025.

Jonkman, J.; Butterfield, S.; Musial, W. & Scott, G.: , 2009; Definition of a 5-mw reference wind turbine for offshore system development; *Informe técnico*; National Renewable Energy Laboratory; Golden, CO.

Laks, J. H.; Pao, L. Y. & Wright, A. D.: , 2009; Control of wind turbines: Past, present, and future; en *Proceedings of the American Control Conference*; págs. 2096--2103.

Landau, I. D.; Lozano, R.; M'Saad, M. & Karimi, A.: , 2011; *Adaptive Control: Algorithms, Analysis and Applications*; Communications and Control Engineering; Springer; ISBN 9780857296634, 0857296639, 9780857296641, 0857296647.

Rubio, F. & Sánchez, M.: , 1996; *Control adaptativo y robusto*; Serie Ingeniería; Universidad de Sevilla; ISBN 9788447203192.

Schlipf, D.: , 2016; *Lidar-assisted control concepts for wind turbines*; Tesis Doctoral; Universidad de Stuttgart.

Singh, M.: , 2011; Dynamic models for wind turbines and wind power plants; *Informe técnico*; NREL.

Sira-Ramírez, H.; Luviano-Juárez, A.; Ramírez-Neria, M. & Zurita-Bustamante, E. W.: , 2017; *Active Disturbance Rejection Control of Dynamic Systems: A Flatness-Based Approach*; Butterworth-Heinemann; ISBN 9780128118955, 9780128498682.

Zagarra, J. C. & Villamizar, R.: , 2018; Nonlinear robust control of offshore wind turbines based on flat filtering and reset compensation.