

REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA QUE INTEGRAN FUENTES DE ENERGÍAS EÓLICAS MEDIANTE UN CONTROLADOR PI E IMITACIÓN DE INERCIAL

Nelson Gómez-Molina¹, Sergio Raúl Rivera-Rodríguez²

¹Doctorado en Ingeniería. Docente

²Doctorado en Ingeniería. Docente. Correo electrónico: srriverar@unal.edu.co
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia

Fecha de recibido: 10 de febrero del 2017

Fecha de aprobado: 10 de junio del 2017

Cómo citar este artículo: N. Gómez-Molina y S. R. Rivera-Rodríguez, "Regulación de frecuencia en sistemas de potencia que integran fuentes de energía mediante controlador PI e imitación inercial", *Ingeniería Solidaria*, vol. 13, n.º 23, pp. 7-28, Sept. 2017. doi: <https://doi.org/10.16925/in.v23i13.1981>

Resumen. *Introducción:* como producto de la investigación "Multilevel Control for Microgrids Dispatch Considering Stability Issues through MPC-based Frequency Regulation", desarrollada en la Universidad Nacional de Colombia durante el 2016 y el primer semestre del 2017, se presenta el estudio y análisis de un esquema de control de regulación de frecuencia implementado en un sistema de potencia que integra fuentes de energías renovables (RES). El objetivo es mejorar la confiabilidad y estabilidad de la red ante perturbaciones propias de las energías renovables. *Metodología:* inicialmente, se simuló la respuesta dinámica del sistema de potencia ante disturbios repentinos y de cambio continuo para observar las desviaciones de frecuencia. Así mismo, se implementó el bloque de control en el lazo de potencia adicional para emular la imitación inercial y, de esta manera, ralentizar la respuesta del sistema. Posteriormente, se procedió a optimizar los parámetros de control a través de algoritmos de optimización heurística para minimizar el error de la señal de frecuencia. *Resultados:* con la optimización heurística realizada a los parámetros de control proporcional-integral (PI), se comprobó que hay una reducción de más del 79% del error máximo de desviación de frecuencia en relación con la respuesta de lazo abierto, y más del 43% respecto al control PI con las ganancias referenciales. *Conclusión:* con la implementación del lazo de potencia adicional con control PI, se encontró una disminución del error de la desviación de frecuencia en relación con las simulaciones de lazo abierto, debido al lazo de potencia adicional.

Palabras clave: control proporcional-integral, energías renovables, estimación, heurística, regulación de frecuencia.



FREQUENCY REGULATION IN POWER SYSTEMS THAT INTEGRATE WIND ENERGY SOURCES THROUGH A PI CONTROLLER AND INERTIAL EMULATION

Abstract. *Introduction:* This article derives from the research “Multilevel Control for Microgrids Dispatch Considering Stability Issues through mpc -based Frequency Regulation” conducted at the Universidad Nacional de Colombia during 2016 and the first half of 2017. It presents the study and analysis of a frequency regulation control scheme implemented in a power system that integrates renewable energy sources (RES). The objective is to improve the reliability and stability of the grid against typical disturbances of renewable energies. *Methodology:* Initially, the dynamic response of the power system to sudden disturbances and continuous change was simulated to observe frequency deviations. The control block was also implemented in the additional power loop to emulate inertia and, thus, slow down the response of the system. Subsequently, the control parameters were optimized through heuristic optimization algorithms to minimize the frequency signal error. *Results:* Using the heuristic optimization of proportional integral (PI) control parameters, it was verified that there is a reduction of more than 79 % in the maximum error of frequency deviation in relation to the open loop response, and more than 43 % with respect to pi control with referential gains. *Conclusion:* In implementing the additional power loop with PI control, a decrease in the frequency deviation error was found in relation to the open loop simulations, due to the additional power loop.

Keywords: proportional integral control (PI), renewable energies, estimation, heuristics, frequency regulation.

REGULAÇÃO DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA QUE INTEGRAM FONTES DE ENERGIAS EÓLICAS MEDIANTE UM CONTROLADOR PI E IMITAÇÃO DE INERCIAL

Resumo. *Introdução:* o artigo é produto da pesquisa “Multilevel Control for Microgrids Dispatch Considering Stability Issues through mpc-based Frequency Regulation” desenvolvida na Universidade Nacional da Colômbia durante 2016 e o primeiro semestre de 2017. Apresenta-se o estudo e a análise de um esquema de controle de regulação de frequência implementado em um sistema de potência que integra fontes de energias renováveis (RES). O objetivo é melhorar a confiabilidade e estabilidade da rede frente a perturbações próprias das energias renováveis. *Metodologia:* inicialmente, foi simulada a resposta dinâmica do sistema de potência frente a distúrbios repentinos e de mudança contínua para observar os desvios de frequência. Mesmo assim, foi implementado um bloco de controle no laço de potência adicional para simular a imitação inercial e, dessa maneira, desacelerar a resposta do sistema. Posteriormente, os parâmetros de controle foram otimizados através de algoritmos de aprimoramento heurístico para minimizar o erro do sinal de frequência. *Resultados:* com a otimização heurística realizada aos parâmetros de controle proporcional-integral (PI), comprovou-se que há uma redução de mais de 79% do erro máximo de desvio de frequência relacionado à resposta de laço aberto, e mais de 43% relacionado ao controle PI com os ganhos referenciais. *Conclusão:* com a implementação do laço de potência adicional com controle PI, foi encontrada uma diminuição do erro do desvio de frequência relacionadas às simulações de laço aberto, devido ao laço de potência adicional.

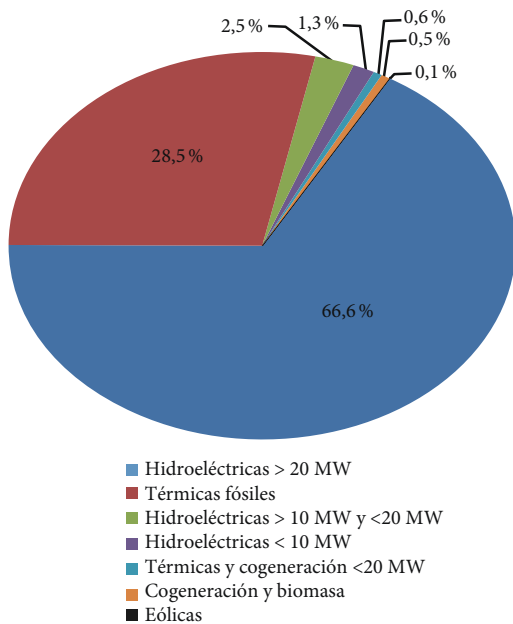
Palavras-chave: controle proporcional-integral (PI), energias renováveis, estimativa, heurística, regulação de frequência.



1. Introducción

El interés por las energías renovables (RES) se debe a que representan una alternativa real para disminuir la dependencia de fuentes de energía tradicionales (petróleo, gas, carbón, etc.), generan protección contra el cambio climático y contribuyen con la diversificación energética de la creciente demanda. Estos argumentos en favor de las energías renovables han despertado el interés de expertos en los ámbitos mundial y nacional por investigar los cambios que pueden generar en la red convencional, en términos de confiabilidad, calidad y seguridad del sistema.

A diferencia de muchos países en el mundo, Colombia cuenta con una matriz energética que produce un potencial de aprovechamiento a partir de fuentes renovables tradicionales, gracias a su riqueza en fuentes hídricas en gran parte de su territorio [1]. Se considera que la capacidad instalada es cercana a los 15.645 MW, de los cuales el 66,6% del sistema de generación se realiza en centrales hidroeléctricas; el 28,8%, en generación con plantas térmicas fósiles, y el restante, con cogeneradores, biomasa y turbinas eólicas (figura 1) [1].



Total capacidad instalada: 15.645 MW

Figura 1. Capacidad de generación eléctrica del SIN a diciembre de 2014

Fuente: adaptada de [2]

En un estudio realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en junio del 2015 sobre las energías renovables no convencionales en Colombia [2], se consideraron las proyecciones indicativas sobre el potencial de generación. Estas prospectivas se obtuvieron a través de un análisis de escenarios, dentro de los que se consideraron uno pesimista, uno optimista y uno medio, que obtuvo la más alta probabilidad de ocurrencia. Este último se muestra en la figura 2.

Como se observa, las energías renovables tienen una expectativa muy alta de penetración en el mercado, dado que podrían suministrar una capacidad de generación de 1658 MW proyectados para el 2030 [2]. En este escenario, representarían un 17,5% de la capacidad instalada del sistema. Por tal motivo, la inclusión de este tipo de energías puede representar un potencial, que manejado adecuadamente permitiría cubrir las necesidades energéticas de la población, disminuir los índices de pobreza e impulsar el desarrollo económico del país.

La integración de fuentes de energía renovables al sistema convencional, que será un hecho en los próximos años, según los párrafos anteriores, representa un cambio en el ámbito tecnológico. Los generadores eólicos deben ser integrados a la red a través de inversores basados en electrónica de potencia [3], que difieren significativamente de la forma de integración a la red con respecto a los generadores convencionales, en particular en términos de la estabilidad electromecánica. La inercia de las máquinas síncronas juega un papel significativo en los sistemas de potencia, para estabilizar la red cuando se presenta una perturbación. La contribución de la inercia de las turbinas eólicas es menor que en los generadores convencionales [3]. Adicionalmente, esta contribución inercial puede ser incrementada imitando el comportamiento de la variación de la velocidad de los generadores eólicos con respecto a la diferencia de potencia activa ante una perturbación [3-4]. Lo anterior puede ser realizado mediante la electrónica de potencia que tienen los convertidores ac/dc-dc/ac en las plantas generadoras eólicas, siempre y cuando se tenga una fuente de potencia activa como señal de control [3-4]. Esta fuente puede ser sistemas de almacenamiento de energía (como baterías) o incluso pequeños generadores diésel [4].

En consecuencia, en un cambio en el sistema de generación es necesario considerar su estabilidad

* PAH (pequeños aprovechamientos hidroeléctricos)

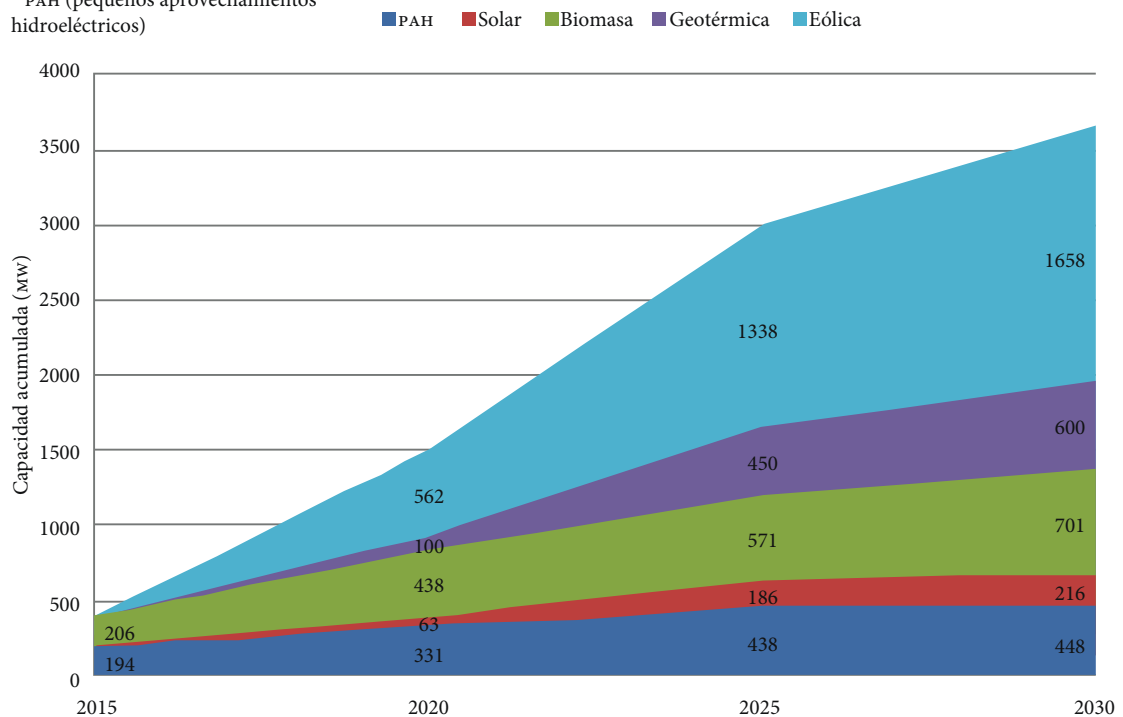


Figura 2. Capacidad acumulada según escenario prospectivo

Fuente: adaptada de [2]

de frecuencia, criterio fundamental en la confiabilidad de la red. De esta manera, el presente artículo tiene en cuenta los cambios mencionados y propone técnicas de control y optimización heurística para estimar parámetros cuando se integran RES en la red, en particular de fuentes de generación con energía eólica. Así, los beneficios presentados en este artículo contribuyen al mejoramiento de la estabilidad de los sistemas de potencia. Para terminar esta sección se presentan los conceptos que se van a manejar de estabilidad de sistemas de potencia y estabilidad de frecuencia según la literatura técnica del tema [3-7].

1.1. Estabilidad en sistemas de potencia

Los sistemas de potencia son, por naturaleza, dinámicos y complejos. Los operadores del servicio de energía deben garantizar la confiabilidad, estabilidad y seguridad de la operación de la red ante cualquier tipo de perturbación que se pueda presentar [4]. Esta razón ha motivado el desarrollo de estudios enfocados a la mejora y optimización de

la calidad del servicio, buscando asegurar la disponibilidad y el correcto funcionamiento del sistema.

La estabilidad de la red puede ser definida como la habilidad de un sistema para pasar de un estado transitorio a uno estable después de ocurrida una perturbación [5]. Para cierto tipo de disturbios, este debe pasar desapercibido y sin impacto para el usuario final de la red. En otros casos, se deben activar los esquemas de control y protección.

1.2. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia está relacionada con el balance de potencia activa en cada uno de los nodos de la red. La potencia activa de generación debe ser igual a la potencia demandada por las cargas más las pérdidas ocurridas en las líneas [6]. No obstante, cuando se presentan variaciones de potencia debidas a perturbaciones, se producen diferencias entre la potencia generada y consumida. Estos desbalances se reflejan en el cambio de energía cinética almacenada en las partes giratorias del generador, lo que genera una aceleración o

desaceleración del rotor que, posteriormente, ocasiona una desviación de frecuencia en el sistema.

De esta manera, para lograr el estudio propuesto, en este artículo se presenta en la sección 2 el marco conceptual del control de frecuencia en sistemas de potencia. La sección 3 discute la simulación en estado transitorio y el sistema de prueba a analizar. En la sección 4 se describe el esquema de control propuesto; en la sección 5 se presenta el análisis de resultados y la discusión de los resultados obtenidos, y en la sección 6 se presentan las conclusiones.

2. Marco conceptual y estado del arte del control de frecuencia en sistemas de potencia con energías renovables

2.1. Control de frecuencia

Dado que los generadores eólicos tienen una inercia relativamente baja con respecto a los generadores convencionales, se produce una afectación drástica en la estabilidad del sistema. La inercia reducida conduce a una tasa de cambio más rápida en la frecuencia y a desviaciones de mayor magnitud. Cuando los sistemas con RES tienen una alta

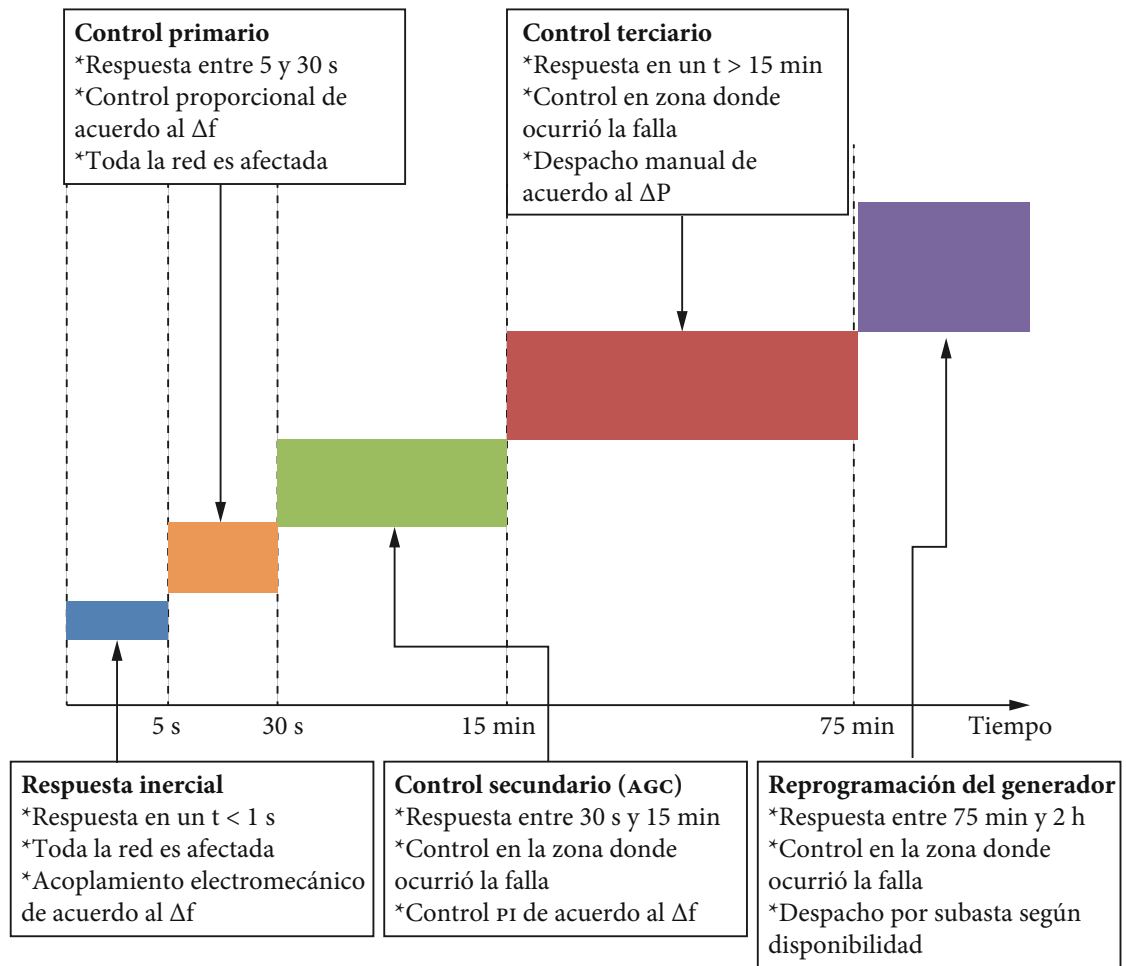


Figura 3. Niveles de control de frecuencia

Fuente: adaptada de [3]

penetración en redes convencionales, es necesario un aporte de potencia adicional para hacer control de frecuencia.

En el control de frecuencia tradicional no se tiene en cuenta la contribución adicional requerida para la estabilidad de frecuencia: la respuesta inercial. La contribución de la inercia es inherente a la calidad del acople de los generadores síncronos al sistema [7-10]. En la clasificación tradicional de control se pueden identificar tres categorías. A continuación, se brinda una breve descripción donde se destacan los niveles de control de la figura 3:

Control primario: provee un control local ajustando la velocidad del gobernador. Se da en un intervalo de tiempo de 5 a 10 s, después de la perturbación. Provee una salida de potencia proporcional a la desviación de frecuencia.

Control secundario: se ejecuta después de 30 s, inicializando un lazo de control centralizado y uno automático con potencia de reserva. Se caracteriza por brindar un lazo de control PI.

Control terciario: es un modo manual, ajustado por el operador. Se presenta 15 min después de ocurrida la desviación de frecuencia. Adicionalmente, el generador se puede reprogramar manualmente de acuerdo a la falla residual (tiempo transcurrido de 75 min).

2.2 Respuesta inercial del sistema de potencia

Una vez se presenta la desviación de frecuencia, la energía cinética almacenada en el rotor del generador se libera para hacer más lenta la desviación de frecuencia y, por lo tanto, más fácil de regular. Esta energía está dada por la expresión 1.

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J (2\pi f_m)^2 \quad (1)$$

En la expresión 1, f_m es la frecuencia de la máquina y J se define como la suma de la inercia de todas las partes giratorias del generador. Con la integración de los generadores eólicos en sistemas convencionales, la inercia total en el sistema se reduce [7, 9, 11].

La constante de inercia (H) en la ecuación 2 puede ser interpretada como la duración del generador para proveer su potencia nominal únicamente

a partir de la energía cinética almacenada. En la expresión 2, S es el valor nominal de la potencia aparente del generador.

$$H = \frac{J(2\pi f_m^2)}{2S} \quad (2)$$

Finalmente, la ecuación clásica de oscilación describe la respuesta inercial de los generadores síncronos en función del cambio en la velocidad rotacional y el desbalance de potencia (ecuación 3). P_m y P_e se definen como la potencia mecánica suministrada por el generador y la carga del bus, respectivamente. De esta manera, la ecuación de oscilación es usada para representar el modelo de un generador síncrono [3].

$$Jf_m \frac{df_m}{dt} = \frac{2HS}{f_m} f_m = P_m - P_e \quad (3)$$

2.3 Imitación inercial o inercia virtual

El concepto de *imitación inercial* es uno de control, asociado a las unidades de generación de las RES para cambiar rápidamente la potencia de salida, con el objetivo de emular la respuesta dinámica de los generadores convencionales [7]. El control implementado está caracterizado por la ecuación de oscilación 4.

$$\frac{df_m(t)}{dt} = -\frac{f_0 D}{2HS} f_m(t) + \frac{f_0}{2HS} (P_m - P_e + P_{add}) \quad (4)$$

En la ecuación 4, f_0 es la frecuencia de referencia y D es la constante de amortiguamiento. P_{add} es la potencia adicional requerida para alimentar el sistema a través del lazo de retroalimentación. El gradiente inicial de la desviación de frecuencia resulta de la inercia del sistema [5]. Por lo tanto, la inercia está directamente relacionada con la derivada de la frecuencia del sistema, que a su vez alimenta los bloques de control adicional. La ecuación de oscilación en su versión derivada es utilizada para la aproximación de la inercia, como se expresa en la ecuación 5.

$$\frac{d^2 f_m(t)}{dt} = -\frac{f_0 D}{2HS} \frac{df_m(t)}{dt} + \frac{f_0}{2HS} \frac{d(P_m - P_e + P_{add})}{dt} \quad (5)$$

La salida del bloque de control en función de la derivada de la frecuencia es ingresada a los actuadores para que suministren la potencia adicional (P_{add}) al sistema (véase sección 4).

3. Metodología

3.1 Respuesta del sistema de potencia con generadores eólicos cuando no existe regulación de frecuencia

Para visualizar la problemática del control de frecuencia en sistemas de potencia con renovables, se

eligieron un sistema de prueba y una serie de perturbaciones que serán explicadas en esta sección. Para la simulación del sistema de potencia se realizó un programa embebido en el módulo de Simulink de Matlab, que incluyó una parte estática asociada al flujo de carga y una dinámica para simular el comportamiento de la desviación en frecuencia, basado en el modelo matemático de la ecuación diferencial de oscilación. Los resultados presentados en este estudio se basaron en una topología estándar de la IEEE de 14 nodos [12]. El sistema tiene cinco nodos de generación y nueve de carga o transferencia. Los nodos 2 y 8 representan los generadores eólicos. La simulación usa una base común para la potencia de 100 MVA y una frecuencia eléctrica de 60 Hz. En la figura 4 se muestra el diagrama unifilar del sistema dado.

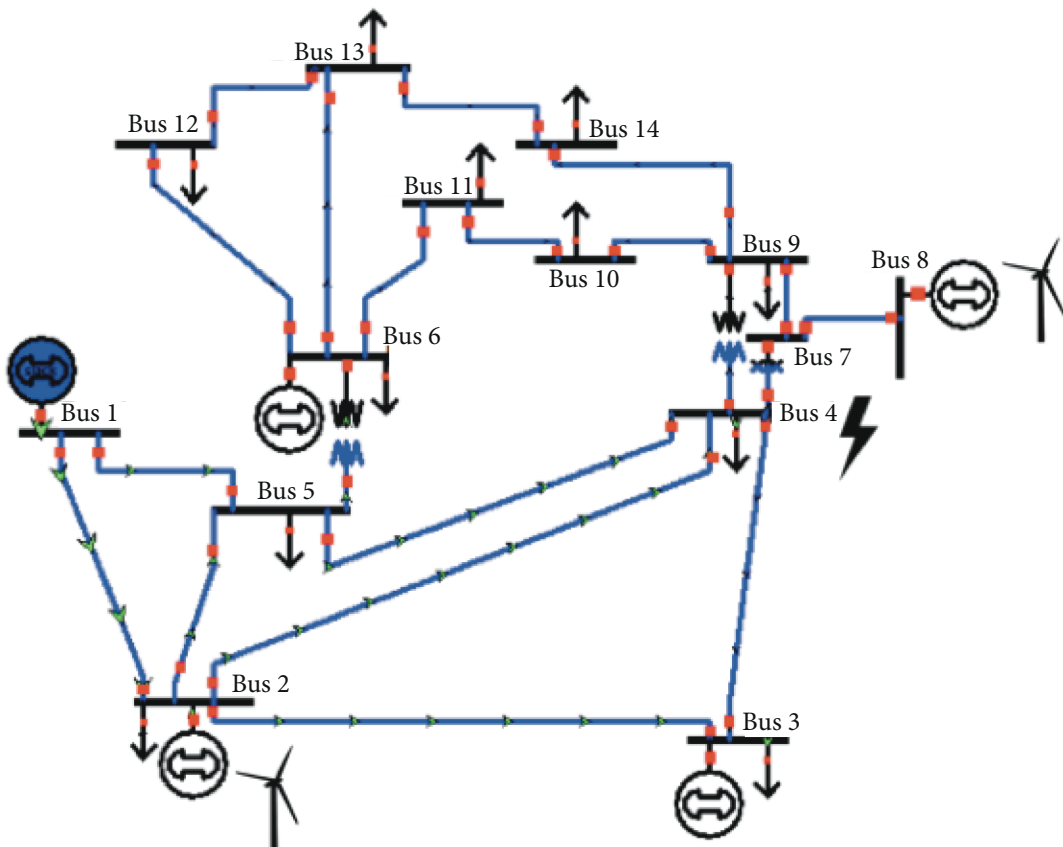


Figura 4. IEEE 14 bus test system

Fuente: adaptada de [12]

Una vez transcurrieron 5 s, se ingresó una señal de disturbio en el nodo 4. Las acciones de control con potencia adicional se realizaron en el nodo 2, y el sistema de referencia de la frecuencia nominal se seleccionó en el nodo 1. La inercia de los generadores eólicos es unas 80 veces más pequeña que los generadores tradicionales, por lo cual fue necesario usar la imitación inercial explicada anteriormente.

Para las simulaciones, se usaron tres tipos de señales: i), tipo paso; ii), triangular; y iii), compuesta (paso y triangular). Una señal de paso se refiere a una perturbación repentina en el sistema de potencia como una desconexión inmediata de carga, generador o el disparo de una línea. Para la simulación se especificó una entrada de potencia de 0,1 pu. Una señal triangular representa un cambio continuo de potencia y puede ser modelada por medio de rampas de aumento y decremento. En las simulaciones se tomó una señal con valor de 0,2 pu (valor pico a pico).

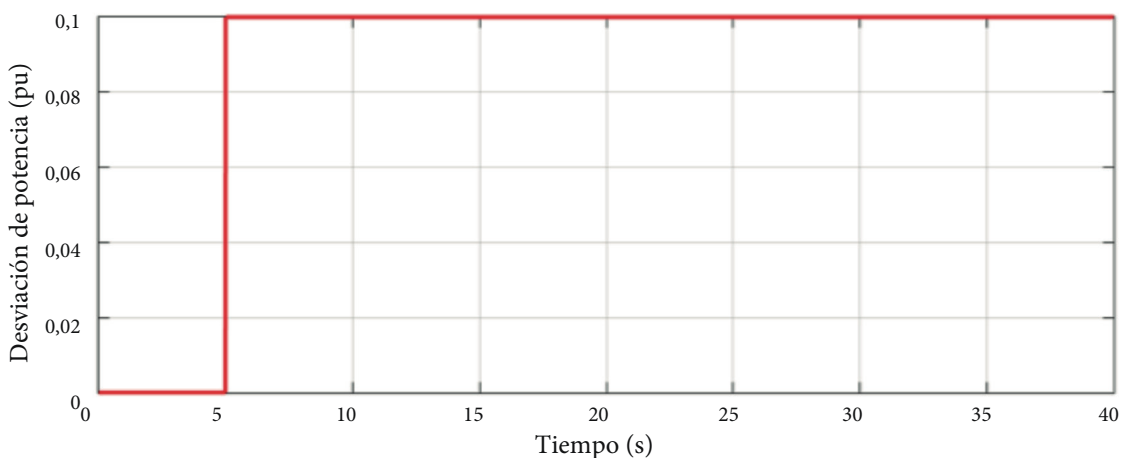
Finalmente, la señal compuesta se asemeja a las perturbaciones de carga o las variaciones de la potencia del viento. Se considera que este tipo de señales tiene mayor probabilidad de ocurrir. Se caracteriza por tener segmentos constantes y variables que se asemejan a una perturbación real. Para el caso de la simulación, se diseñó una señal con cambios en la frecuencia de oscilación y con variaciones de potencia de 0,1 a 0,2 pu.

De esta manera, para el primer escenario de referencia se ingresó una falla tipo paso. Las constantes de inercia de los nodos 2 y 8 se variaron para ver la respuesta del sistema con y sin generadores de turbinas de viento (WTG, por sus siglas en inglés). La respuesta del sistema se muestra en la figura 5.

En los dos casos se obtuvieron desviaciones de frecuencia distintas ($\Delta f = -0,835$ Hz sin WTG, $\Delta f = -0,856$ Hz con WTG). El tiempo de estabilización depende de la inercia del sistema. En el caso del sistema con alta inercia se experimentó un tiempo de estabilización mayor (22,93 s), respecto del de baja inercia (14,95 s). La derivada de la frecuencia presentó variaciones iguales con magnitudes distintas para los dos sistemas. Como se ha mencionado, la señal de desviación de frecuencia será usada más adelante para la retroalimentación del sistema e implementación del control.

Bajo las mismas condiciones, se ingresó una perturbación triangular. Se variaron las constantes de inercia de los buses con WTG. En la figura 6 se muestran los resultados obtenidos.

Para esta perturbación se obtuvieron desviaciones de frecuencia distintas ($\Delta f = -0,333$ Hz sin WTG, $\Delta f = -0,477$ Hz con WTG). El tiempo para retornar el valor de la frecuencia nominal depende de la inercia de los generadores. Para el caso del sistema con alta inercia, se tuvo un tiempo de estabilización mayor (40 s) respecto del de baja inercia (35 s).



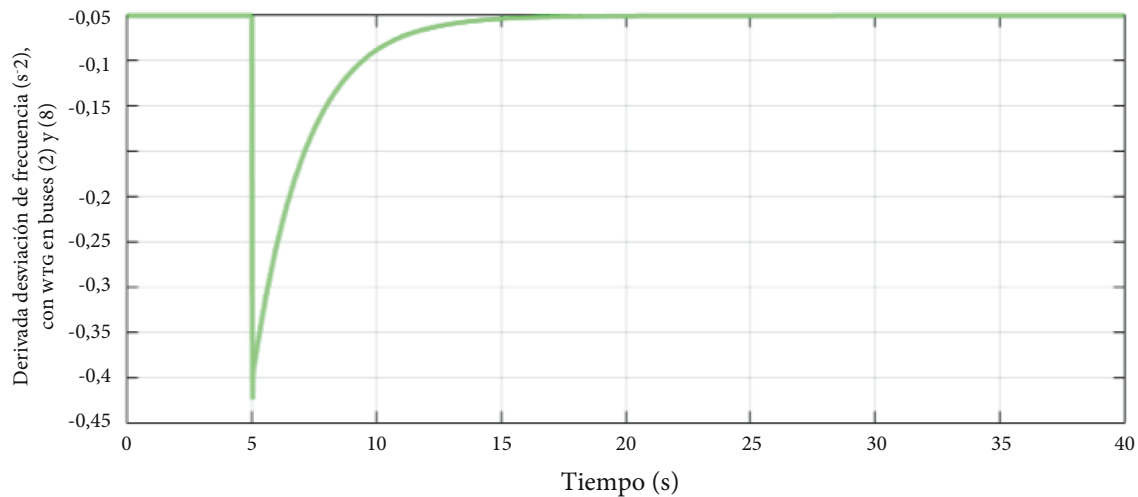
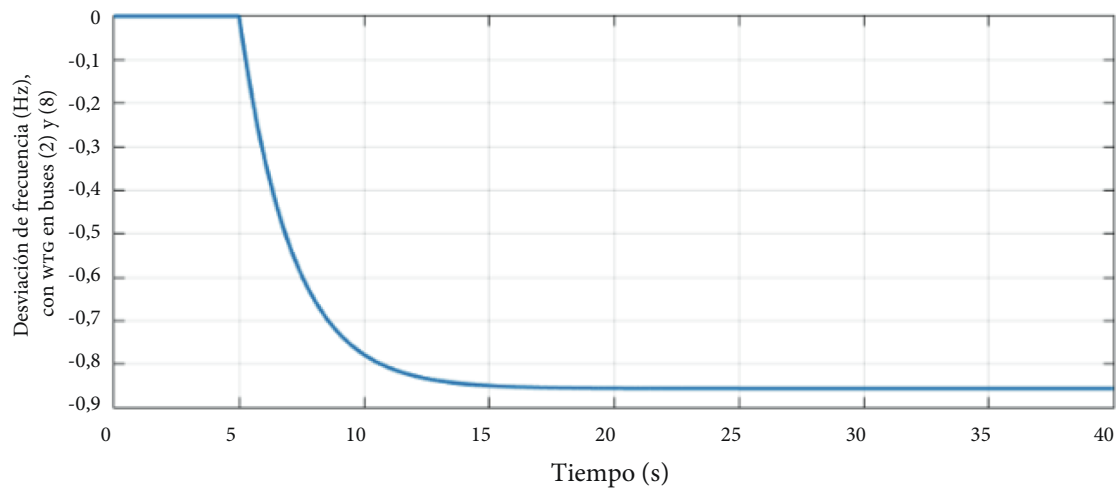
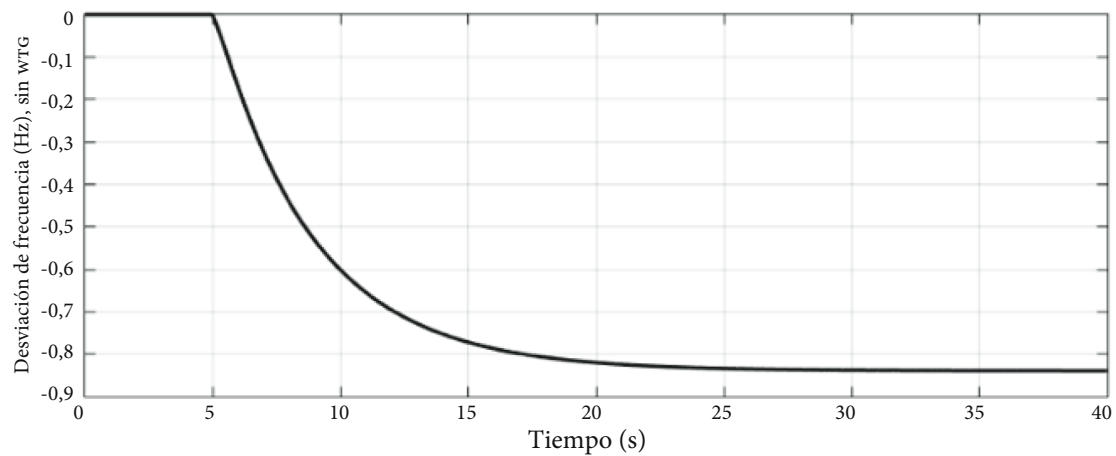
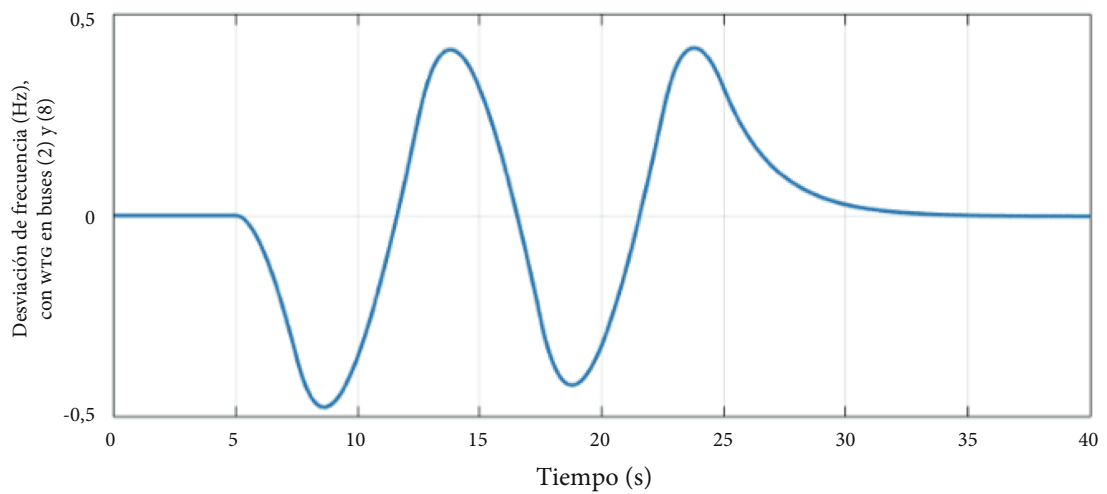
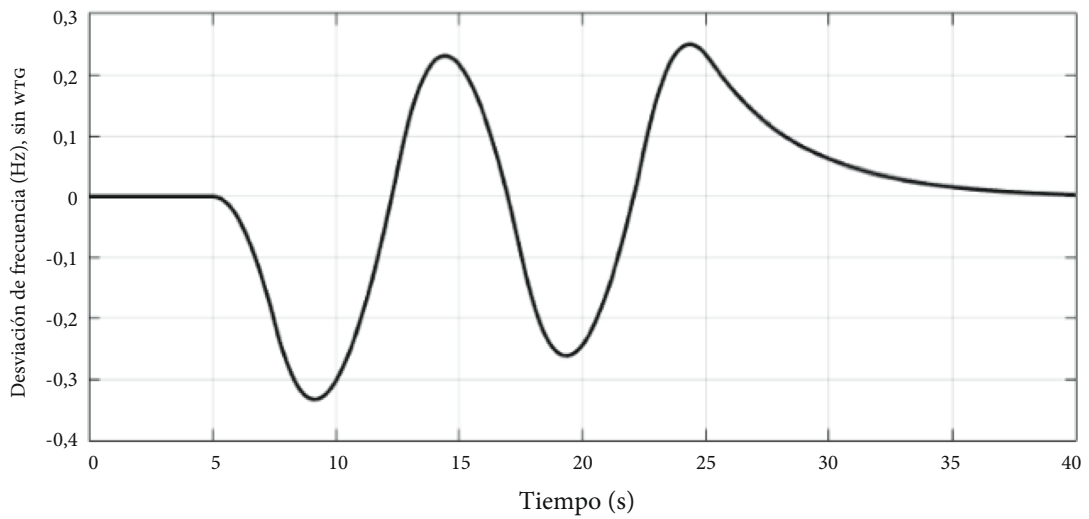
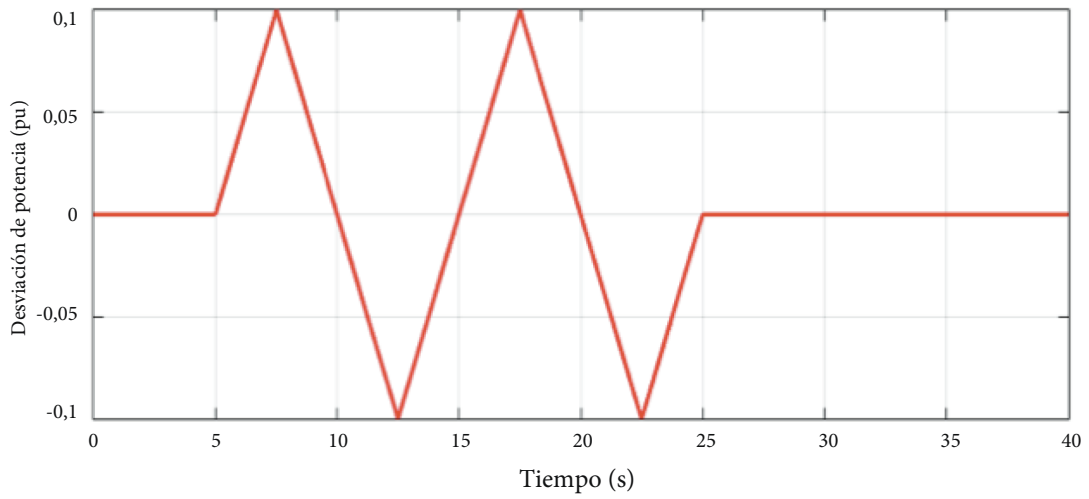


Figura 5. Respuesta dinámica del sistema de potencia de 14 nodos sin control ante señal tipo paso
Fuente: elaboración propia



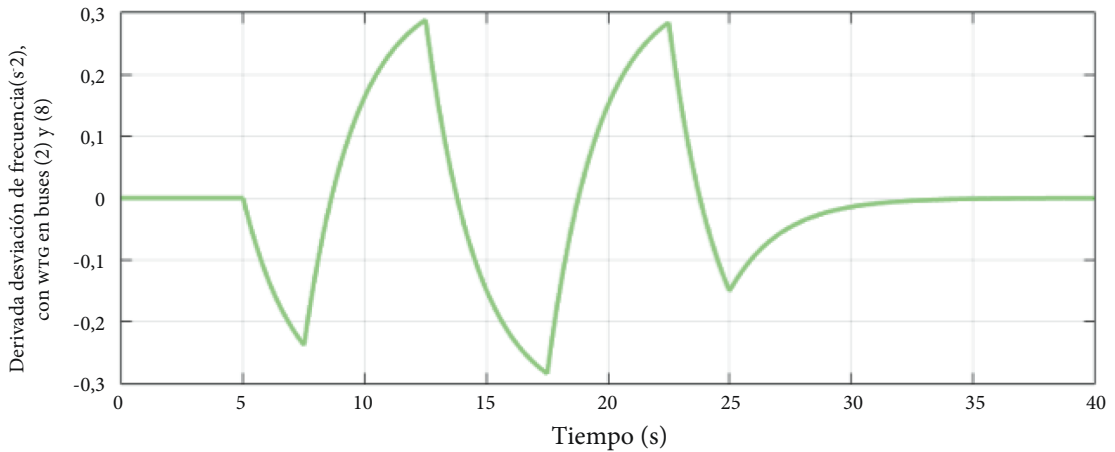


Figura 6. Respuesta dinámica del sistema de potencia de 14 nodos sin control ante señal triangular

Fuente: elaboración propia

Finalmente, se ingresó una señal de perturbación compuesta. Para este disturbio, no se modelaron los sistemas de altas y bajas inercias, debido a que previamente se habían analizado los impactos de la inercia en el sistema de potencia.

En este caso, se encontró que la máxima $\Delta f = 1,690$ Hz en un instante de 29,98 s, debida al componente de la señal tipo paso. Después de transcurridos 36 s, la desviación de frecuencia se estabilizó en su valor nominal. De igual manera, se observa en la figura 7 que la desviación de frecuencia respondió con la misma rapidez de la frecuencia del disturbio.

3.2. Sistema de potencia con lazo de potencia adicional (control proporcional-integral)

Con el conocimiento que se tiene sobre los sistemas WTG, se puede definir el concepto de *potencia adicional* [3, 7]. La entrada al lazo de retroalimentación es la señal de desviación de frecuencia del bus del generador eólico Δf_p , y la salida del lazo es la contribución del lazo de potencia adicional ΔP_{add} .

El comportamiento inercial de los generadores síncronos está asociado con el cambio de la frecuencia temporal. Por lo tanto, el control no debe reaccionar sobre la frecuencia medida, sino sobre la derivada de esa señal. De esta manera, es necesario adicionar

un filtro de primer orden para la medida $M(s)$ (Constante de tiempo 1 ciclo = 16,667 ms) y un diferenciador S . La salida del bloque diferenciador se introduce en el controlador $C(s)$. El bloque de control puede regular la potencia adicional, intentando conservar el rango de la salida cuando no se ha alcanzado la saturación de los actuadores (ecuación 6).

$$C(s) = K_p + \frac{K_I}{S} \quad (6)$$

De igual modo, el actuador $A(s)$ provee la potencia adicional en el punto común de acoplamiento del generador con la red. Para el caso de este estudio, se implementó un filtro de segundo orden (ecuación 7).

$$A(s) = \frac{1}{(S\tau_1 + 1)(S\tau_2 + 1)} \quad (7)$$

Las constantes de tiempo τ_1 y τ_2 representan las características de respuesta de los actuadores. Estos fueron modelados en paralelo con diferentes capacidades y límites de saturación (actuador 1: $\tau_1 = \tau_2 = 0,05$ s, sat = 0,04 pu; actuador 2: $\tau_1 = \tau_2 = 2$ s, sat = 0,06 pu). Los bloques anteriores se esquematizan en la figura 8.

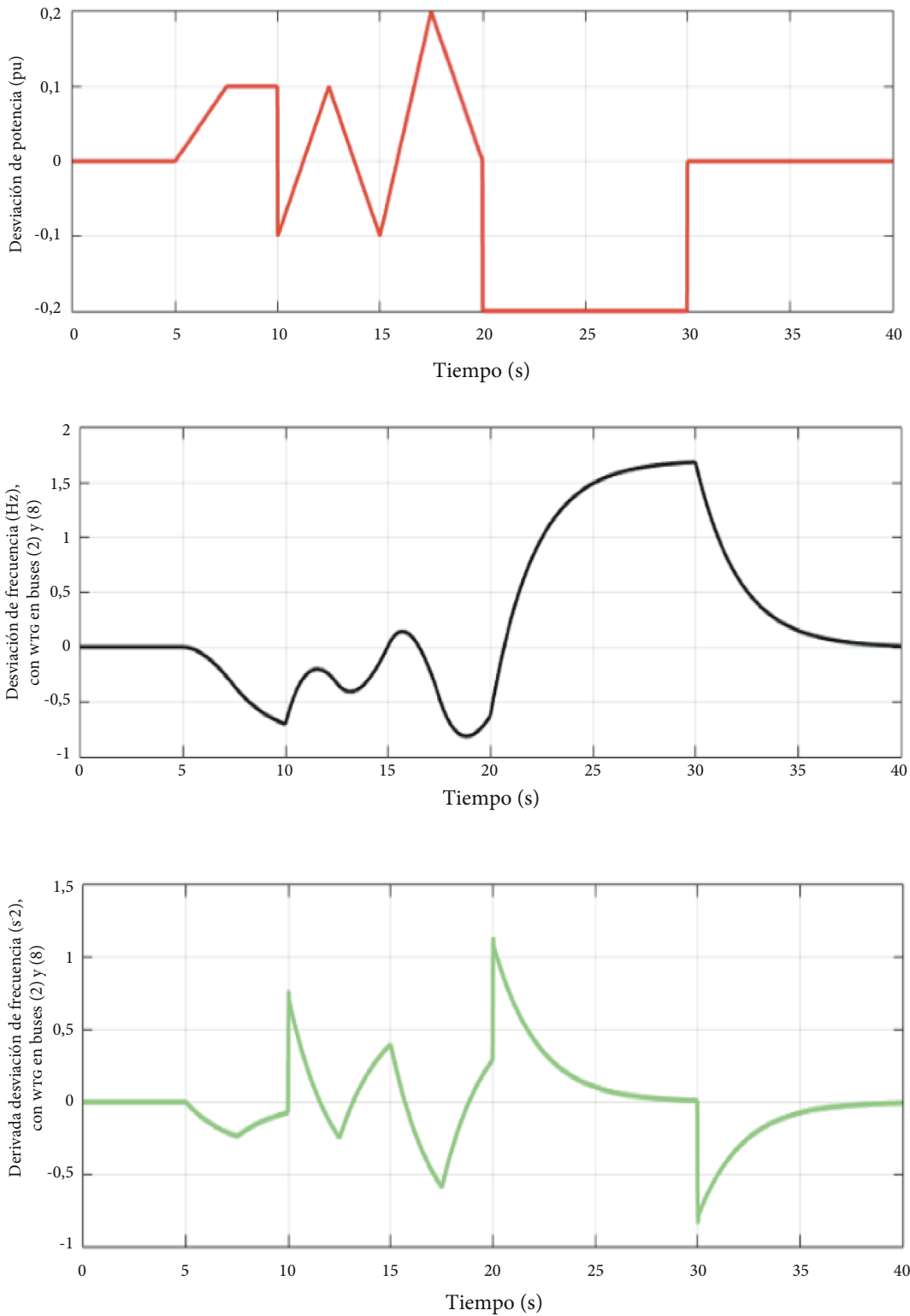


Figura 7. Respuesta dinámica del sistema de potencia de 14 nodos sin control ante señal compuesta
 Fuente: elaboración propia

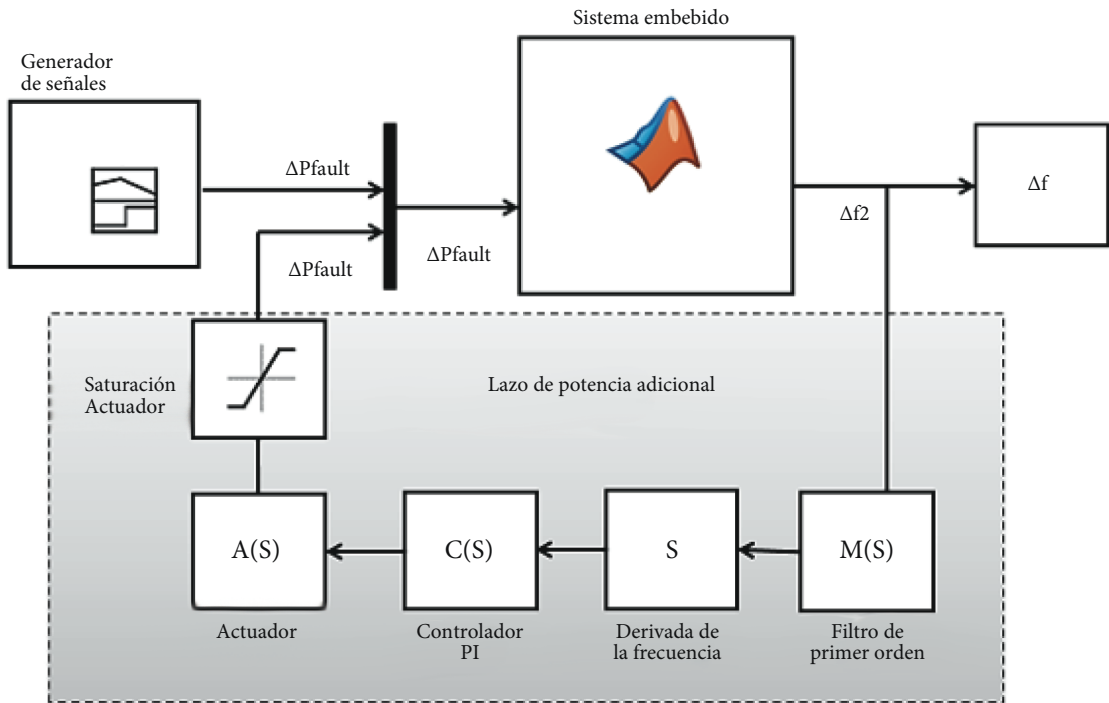


Figura 8. Esquema de lazo de potencia adicional con control PI

Fuente: adaptada de [13]

4. Análisis de resultados y discusión

Una vez implementado el lazo de potencia adicional en el sistema se procedió con la simulación del sistema con el control propuesto. El objetivo de este análisis fue visualizar las acciones del controlador y actuador con los límites de saturación sobre la desviación de frecuencia del sistema. Se tomaron como referencia arbitraria los valores de la tabla 1 con el objetivo de ser optimizados heurísticamente después para las ganancias proporcional e integral.

Tabla 1. Parámetros referenciales de control PI con lazo de potencia adicional

| Descripción | Parámetro | Valor |
|-----------------------|-----------|-------|
| Ganancia proporcional | K_p | 0,1 |
| Ganancia Integral | K_i | 0,1 |

Fuente: elaboración propia

En la figura 9 se presentan la desviación de frecuencia y las acciones de control para una perturbación tipo paso.

El valor de frecuencia se estabilizó en un valor de $\Delta f = -0,158$ Hz en un tiempo de 11,92 s. Como se observa, se presenta una reducción significativa de la desviación de frecuencia en comparación con la simulación de lazo abierto ($\Delta f = -0,856$ Hz). Respecto a la reacción del control implementado, se ve que ninguno de los actuadores alcanza un nivel de saturación. En estado estable cada actuador entrega un valor de 0,013 pu, para un total de potencia adicional entregada de 0,026 pu.

En la figura 10 se ve la respuesta obtenida frente a una perturbación con señal triangular.

El valor máximo de desviación frecuencia fue de $\Delta f = -0,1927$ Hz en un tiempo de 12,67 s. Se presenta una reducción significativa de la desviación de frecuencia en comparación con la simulación de lazo abierto ($\Delta f = -0,476$ Hz). Al igual que con la señal tipo paso, los controladores no alcanzan los niveles de saturación. No obstante, en este caso los actuadores debido a los tiempos de reacción de los actuadores entregan valores distintos de potencia (0,018 pu y 0,0077 pu) y se encuentran desfasados. En total se entrega una potencia adicional de 0,0243 pu, medido en los valores pico de la señal.

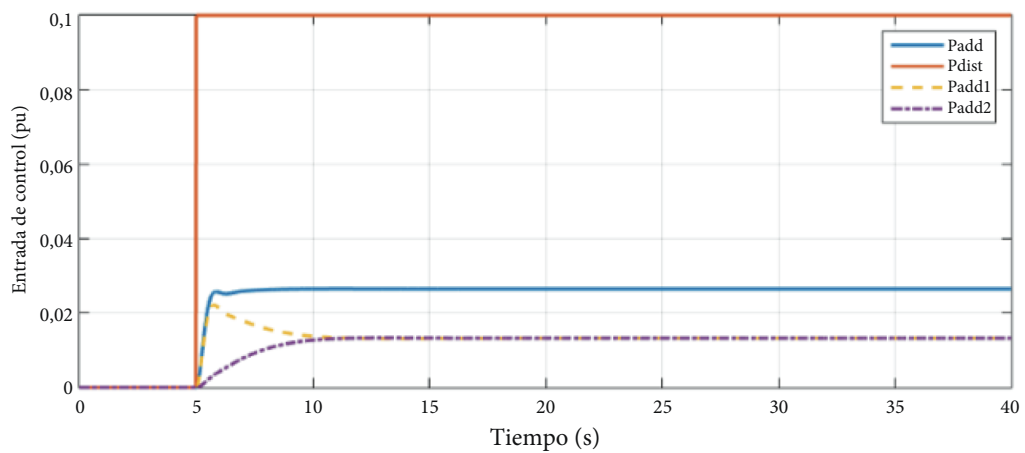
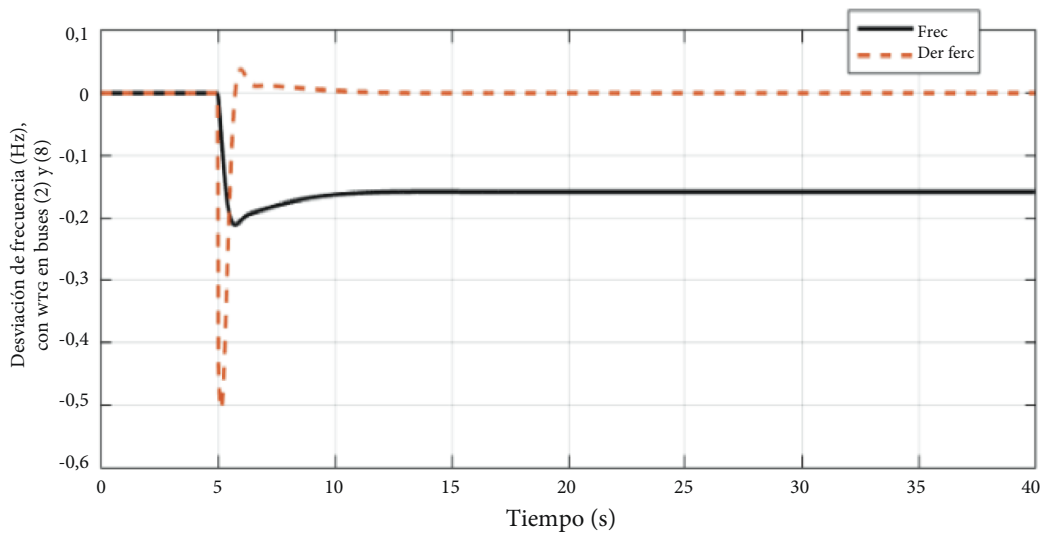
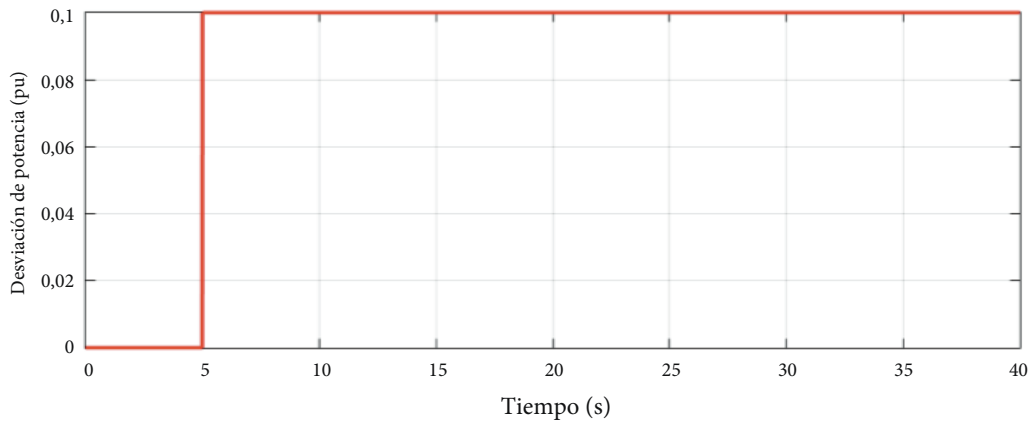


Figura 9. Respuesta dinámica del sistema de potencia de 14 nodos sin control ante señal tipo paso con lazo de potencia adicional
Fuente: elaboración propia

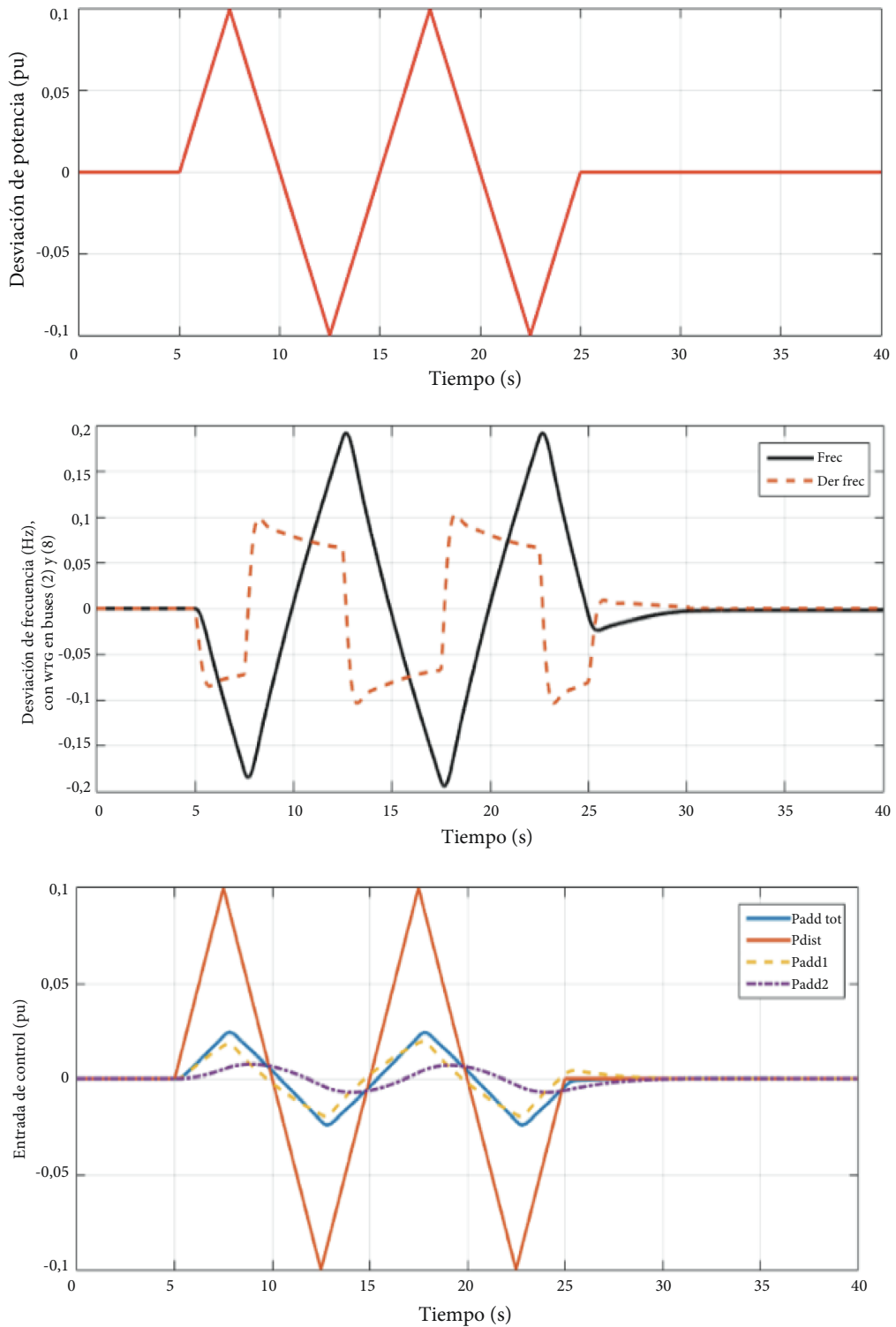


Figura 10. Respuesta dinámica del sistema de potencia de 14 nodos sin control ante señal triangular con lazo de potencia adicional

Fuente: elaboración propia

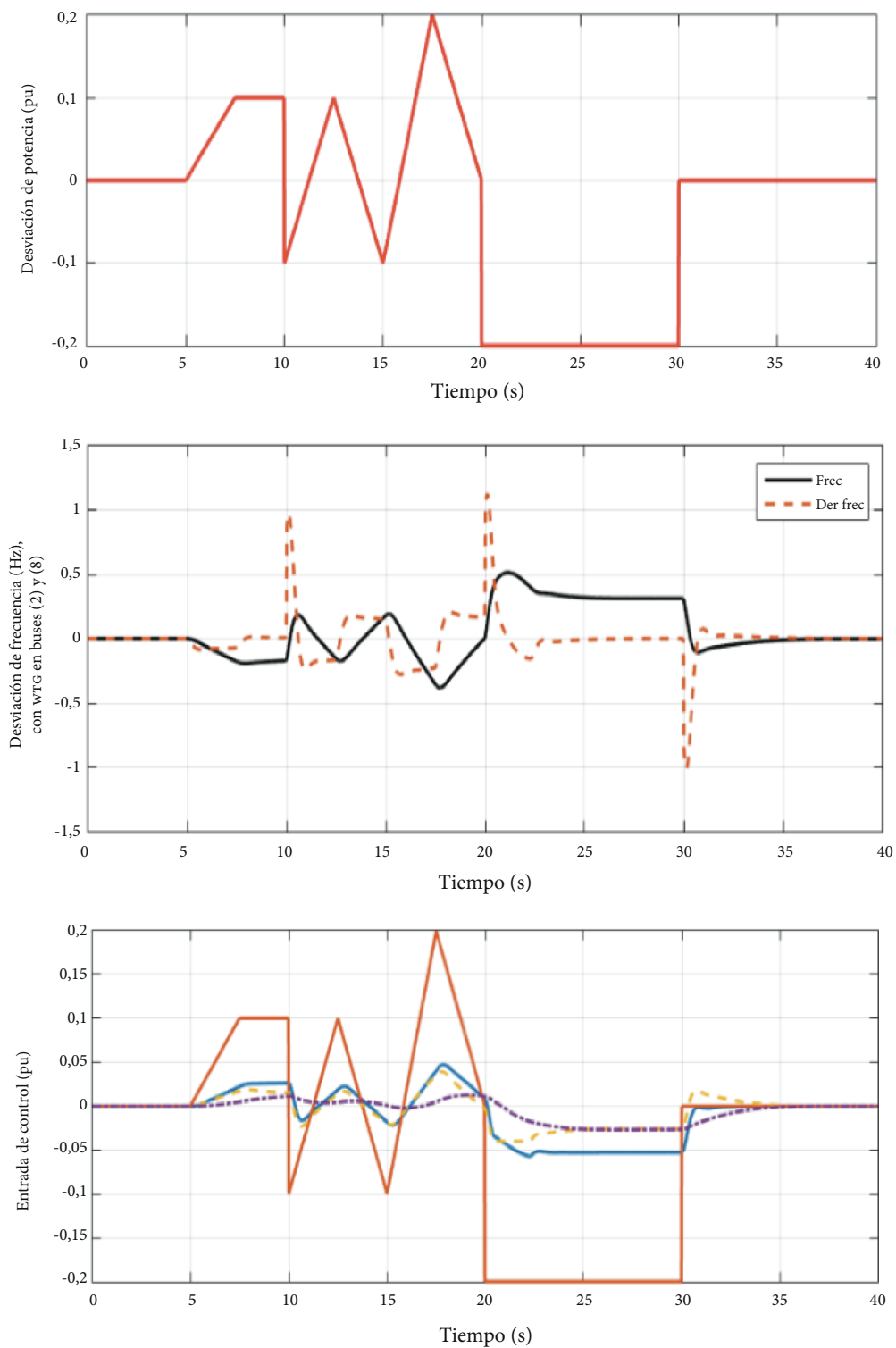


Figura 11. Respuesta dinámica del sistema de potencia de 14 nodos sin control ante señal compuesta con lazo de potencia adicional

Fuente: elaboración propia

Finalmente, se presenta la respuesta del sistema ante una señal compuesta (figura 11).

El valor máximo de desviación frecuencia fue de $\Delta f = 0,5142$ Hz en un tiempo de 21,15 s. Se presenta una reducción significativa de la desviación de frecuencia en comparación con la simulación de lazo abierto ($\Delta f = 1,69$ Hz). No obstante, las desviaciones de frecuencia máximas no se presentan en los mismos puntos. Esto se debe a que el control para la señal tipo paso es más rápida que el valor pico de una señal triangular. Respecto a la entrada de control al sistema, se evidencia que uno de los actuadores se satura en 0,04 pu. Esto limita la acción de control de uno de los actuadores en ese punto de operación.

4.1. Respuesta del sistema de potencia con control PI optimizado con algoritmo heurístico

El tercer escenario consistió en implementar un algoritmo de estimación heurística para reducir la desviación de frecuencia. De esta manera, se presenta el procedimiento cualitativo con el que se determinaron los parámetros del control PI, de tal manera que el control fuera robusto para el tipo de perturbaciones estudiadas. Para ello se realizaron tres pruebas:

- Determinación de los parámetros K_p y K_i óptimos para una perturbación tipo paso, por lo que se minimiza el error entre la desviación de frecuencia simulada y una señal de cero de desviación de frecuencia.
- Determinación de los parámetros K_p y K_i óptimos para una perturbación tipo triangular, de forma que se disminuye el error entre la desviación de frecuencia simulada y una señal de cero de desviación de frecuencia.
- Determinación de los parámetros K_p y K_i óptimos para una perturbación tipo paso y una tipo triángulo, de tal manera que se minimice el error entre la desviación de frecuencia simulada con la primera perturbación y una señal de cero de desviación de frecuencia, más el error entre la desviación de frecuencia simulada con la segunda perturbación y una señal de cero de desviación de frecuencia.

Para calcular el error mencionado, se propone utilizar un indicador estadístico de comparación de señales denominado de diferencia promedio absoluta (DABS, por sus siglas en inglés), el cual está dado por la ecuación 8.

$$DABS = \frac{\sum_{i=1}^N |y_i - x_i|}{N} \quad (8)$$

En la ecuación 8, las dos señales que se quieren comparar (X y Y) se representan como valores a diferentes instantes de tiempo, es decir, $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, $Y = \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$, y n es el número considerado de instantes de tiempo en la simulación y la señal cero.

De esta manera, el problema de optimización se formula así:

Minimizar DABS(y_i, x_i, K_p, K_i)

sujeto a

$Y =$ Señal simulada en función de K_p, K_i debida a la perturbación (i), (ii) o (iii)

$X =$ Señal cero

Para resolver este problema, se propone utilizar una optimización heurística. Se decide esto porque la respuesta de la frecuencia en el tiempo no se puede obtener de forma analítica, sino que esta corresponde a la solución de un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas. En esta investigación se decidió utilizar el método Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization (Deepso) debido a sus buenos resultados en diferentes problemas de optimización en sistemas de potencia [14, 15], pero la metodología es extendible a cualquier método de optimización. Deepso es la combinación entre el método enjambre de partículas [16, 17] y evolución diferencial [18, 19].

Con un tamaño de población de 50 y un número de iteraciones de 500, se obtuvieron las siguientes ganancias y respuestas del sistema para los tres casos planteados en las tablas 2-4, después de aplicar la optimización.

Tabla 2. Señal de paso

| Descripción | Parámetro | Valor |
|--------------|-----------|--------|
| Proporcional | K_p | 2,6097 |
| Integral | K_i | 1,879 |

Fuente: elaboración propia

Tabla 3. Señal triangular

| Descripción | Parámetro | Valor |
|--------------|-----------|--------|
| Proporcional | K_p | 1,0000 |
| Integral | K_i | 0,1761 |

Fuente: elaboración propia

Tabla 4. Señal compuesta (paso y triangular)

| Descripción | Parámetro | Valor |
|--------------|-----------|--------|
| Proporcional | K_p | 0,9600 |
| Integral | K_i | 1,0000 |

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, en las figuras 12-14 se muestran las perturbaciones y las diferentes desviaciones de frecuencia para los distintos casos de control. Se puede observar en estas figuras la robustez y la mejor respuesta de frecuencia en el uso de optimización heurística comparando estas figuras con las figuras 9-11, respectivamente.

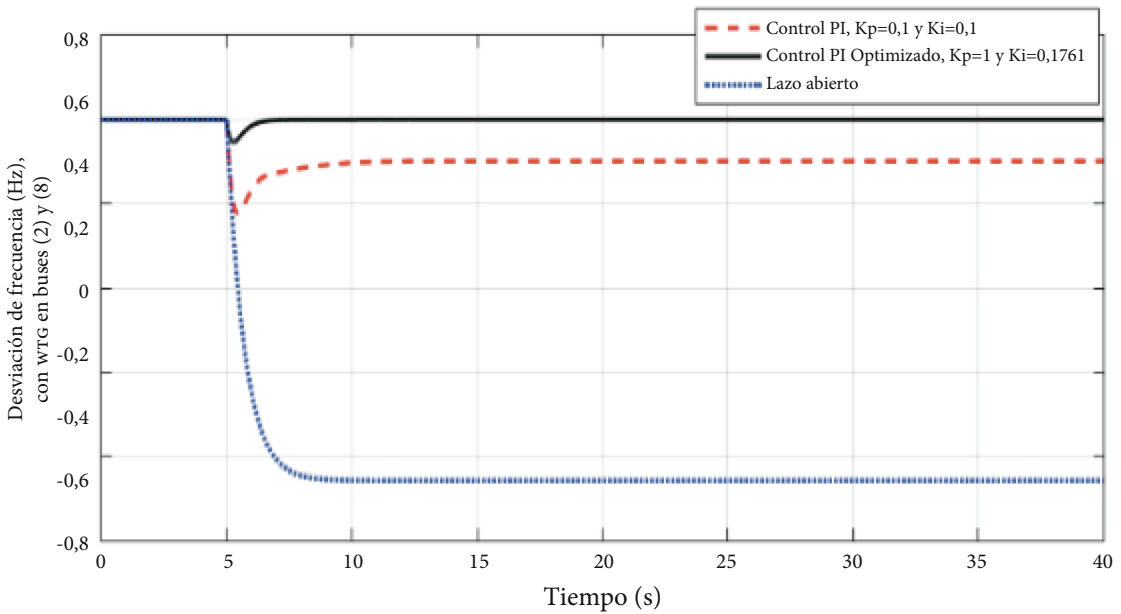
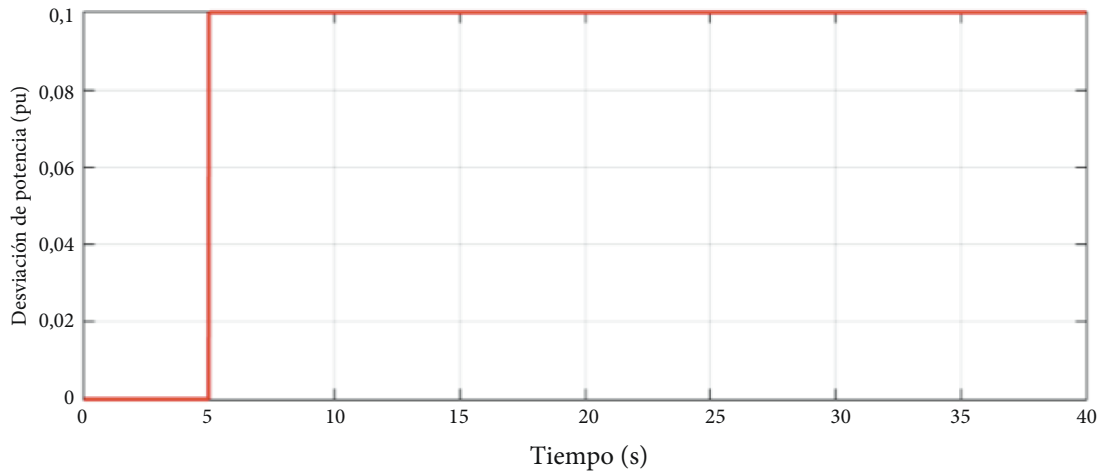


Figura 12. Respuesta dinámica del sistema de potencia ante señal tipo paso con lazo de control PI optimizado por método heurístico

Fuente: elaboración propia

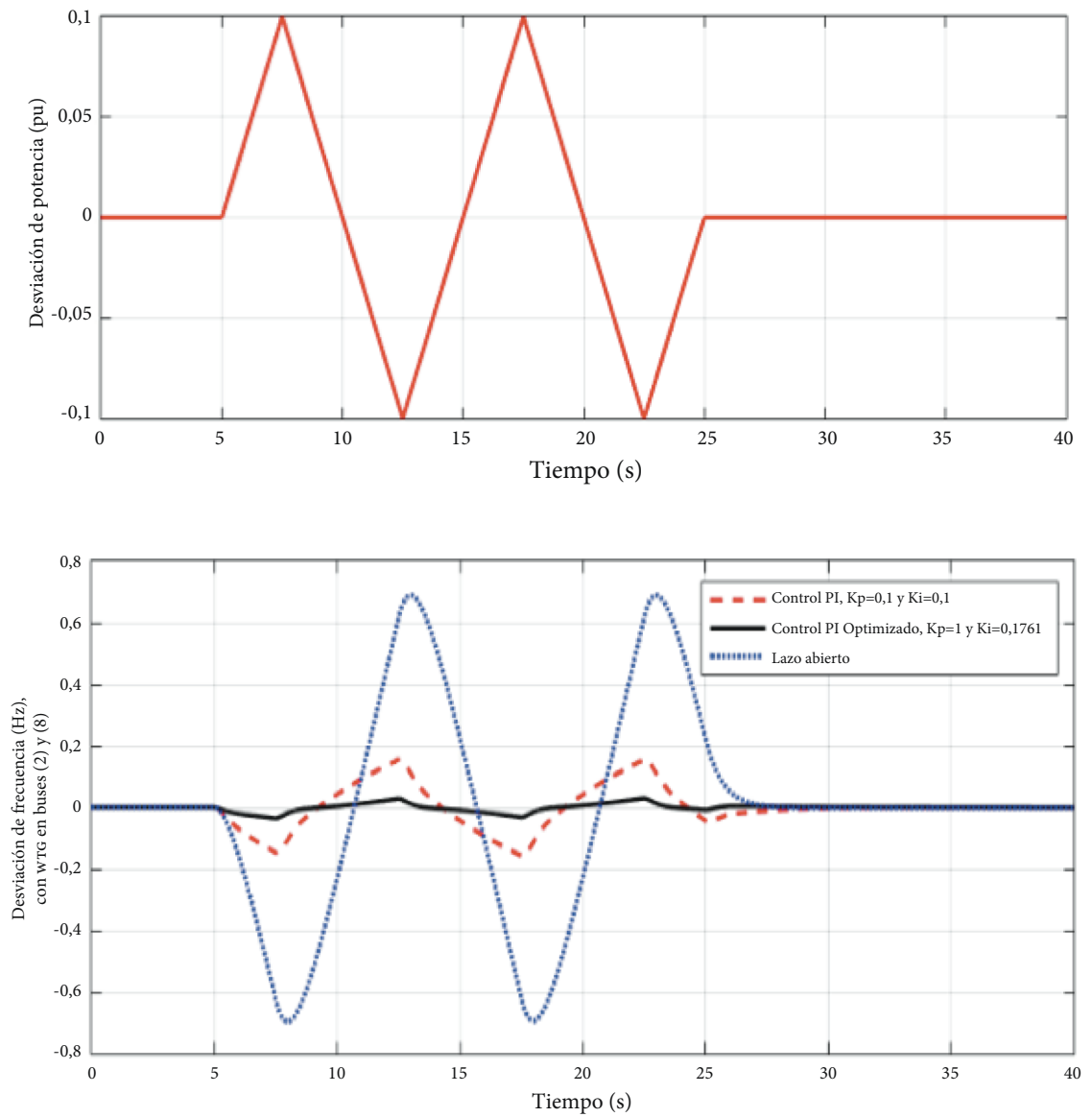


Figura 13. Respuesta dinámica del sistema de potencia ante señal tipo triangular con lazo de control PI optimizado por método heurístico

Fuente: elaboración propia

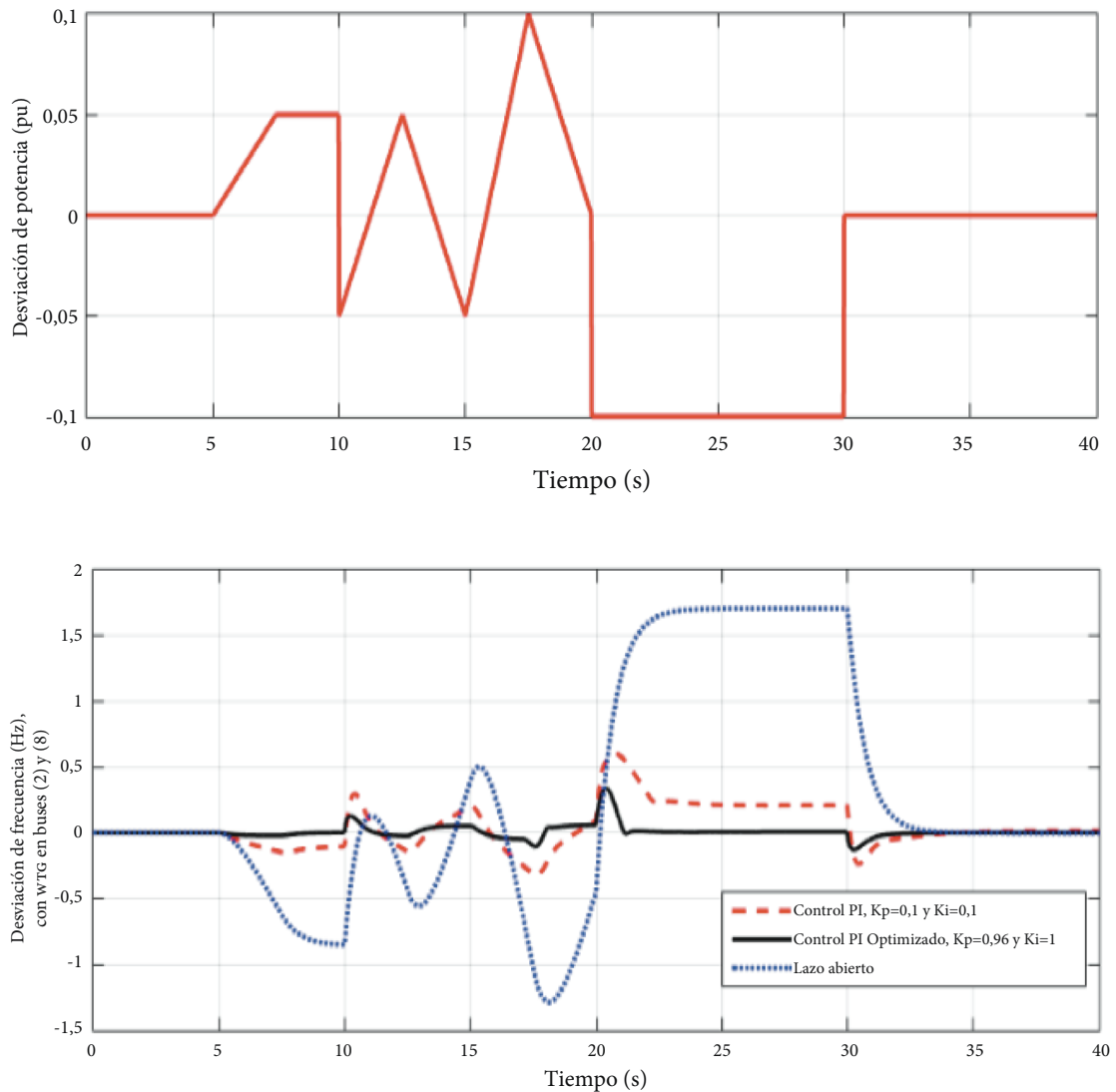


Figura 14. Respuesta dinámica del sistema de potencia ante señal tipo compuesta, con lazo de control PI optimizado por método heurístico

Fuente: elaboración propia

5. Conclusiones

- Se determinó que, en sistemas que integran fuentes de energías renovables (RES), se presenta una desviación de frecuencia más rápida y de mayor magnitud que en sistemas con generadores síncronos convencionales. Este aspecto encontrado muestra la necesidad de implementar el lazo de potencia adicional para aumentar la respuesta inercial y ralentizar la desviación de frecuencia del sistema.
- Se obtuvo la respuesta de un sistema de potencia de 14 nodos ante perturbaciones tipo paso, triángulo y compuestas. Se determinó que en el disturbio tipo paso se genera una desviación de frecuencia mayor que en un tipo triángulo. Esto implica que una entrada o salida súbita de potencia en un nodo de la red puede desestabilizar con mayor velocidad el sistema de potencia.
- Se demostró que el sistema de realimentación de lazo de potencia adicional con el control PI

acelera la respuesta del sistema y la acción correctiva ante posibles disturbios. No obstante, es necesario revisar otros modelos de control para evitar la saturación de los actuadores e incluir las restricciones del sistema de potencia.

- Como trabajo futuro, se plantea desarrollar otros esquemas de control alternativos como el Model Predictive Control (MPC), el cual es robusto ante las posibles saturaciones del actuador.

Referencias

- [1] Unidad de Planeación Minero Energética. “Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2015 - 2029”, pp. 13-6, Bogotá, 2015. Disponible en <http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/fotonoticias/plan-de-expansion-2015-2029>
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética - BID, “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia”, pp. 12-25, Bogotá, 2015. Disponible en http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- [3] A. Ulbig, T. Rinke, S. Chatzivasileiadis y G. Andersson, “Predictive Control for Real-time Frequency Regulation and Rotational Inertia Provision in Power Systems”. 2013 *IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control*, 2013, pp. 2946-53. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/CDC.2013.6760331>
- [4] H. Bevrani, “Robust Power System Frequency Control”, en *Power Electronics and Power Systems*. Nueva York: Springer, 2009, pp. 45-6. doi: <https://doi.org/10.1007/978-0-387-84878-5>
- [5] L. Friedrich y M. Gautschi, “Grid Stabilization Control and Frequency Regulation”. M Sc. Thesis. Swiss Federal Institute of Technology, 2009. Disponible en https://www.eeh.ee.ethz.ch/uploads/tx_ethpublications/MA_LFriedrich_MGautschi.pdf
- [6] A. Gómez-Exposito, A. J. Conejo y C. Canizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, Boca Raton, CRC Press, 2008, pp. 78-89. Disponible en <https://www.crcpress.com/Electric-Energy-Systems-Analysis-and-Operation/Exposito-Gomez-Exposito-Conejo-Conejo-Canizares-Canizares/p/book/9780849373657>
- [7] T. B. Rinke, *mpc-based Frequency Regulation and Inertia Mimicking for Improved Grid Integration of Renewable Energy Sources*, M. Sc. Thesis, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, 2011. [Online]. Disponible en <https://www.ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/itet/institute-eeh/power-systems-dam/documents/SAMA/2011/Rinke-MA-2011.pdf>
- [8] D. Li, Q. Zhu, S. Lin y X. Y. Bian, “A Self-Adaptive Inertia and Damping Combination Control of vsg to Support Frequency Stability”, en *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 32, n.º 1, March 2017, pp. 397-8. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2016.2623982>.
- [9] J. Zhao, X. Lyu, Y. Fu, X. Hu y F. Li, “Coordinated Microgrid Frequency Regulation Based on dfig Variable Coefficient Using Virtual Inertia and Primary Frequency Control”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, n.º 3, pp. 833-45, Sep. 2016. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2016.2537539>.
- [10] F. Teng y G. Strbac, “Assessment of the Role and Value of Frequency Response Support From Wind Plants”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, n.º 2, pp. 586-95, Apr. 2016. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2505085>.
- [11] U. Andreas, T. S. Borsche y G. Andersson, “Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation”, IFAC World Congress, 2014. [Online]. Disponible en <https://arxiv.org/abs/1312.6435>
- [12] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (icseg), “IEEE 14-Bus System”. Disponible en <http://icseg.iti.illinois.edu/ieee-14-bus-system/>
- [13] Y. Reckinger, *Control and Frequency Regulation for Distributed Renewable Energy Sources using the Aggregated Storage of large Fleets of Distributed, Mobile phvs*, Semester Thesis. Swiss Federal Institute of Technology, pp. 34-47, 2010.
- [14] V. Miranda, “Differential Evolutionary Particle Swarm ion (Deepso): A Successful Hybrid”. BRICS Congress on Computational Intelligence y 11th Brazilian Congress on Computational Intelligence, 2013, pp. 78-83. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/BRICS-CCI-CBIC.2013.68>.
- [15] V. Miranda, y N. Fonseca, “EPSO – Best-of-Two-Worlds Metaheuristic Applied to Power System Problems”, Proceedings of World Conf. on Computational Intelligence, Conf. on Evolutionary Computation, pp. 567-74, 2002. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/CEC.2002.1004393>.
- [16] Z. D. Zaharis et al., “Exponential Log-Periodic Antenna Design Using Improved Particle Swarm Optimization With Velocity Mutation”, *IEEE Transactions on Magnetics*, vol. 53, n.º 6, pp. 1-4, jun. 2017. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/TMAG.2017.2660061>.
- [17] H. Nunes, J. Pombo, J. Fermeiro, S. Mariano y M. D. R. Calado, “Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Model Identification”, 2017 *International Young Engineers Forum (YEF-ECE)*, pp. 53-8, 2017. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/YEF-ECE.2017.7935640>.

- [18] X. Qiu, K. C. Tan y J. X. Xu, "Multiple Exponential Recombination for Differential Evolution", *IEEE Transactions on Cybernetics*, vol. 47, n.º 4, pp. 995-1006, abr. 2017. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/TCYB.2016.2536167>.
- [19] Q. Fan y X. Yan, "Self-Adaptive Differential Evolution Algorithm With Zoning Evolution of Control Parameters and Adaptive Mutation Strategies", *IEEE Transactions on Cybernetics*, vol. 46, n.º 1, pp. 219-32, en. 2016. [Online]. doi: <https://doi.org/10.1109/TCYB.2015.2399478>.